VISIT…

Ш. К. ГИМАТУДИНОВ

ФИЗИКА НЕФТЯНОГО И ГАЗОВОГО ПЛАСТА

ВТОРОЕ ПЕРЕРАБОТАННОЕ
И ДОПОЛНЕННОЕ ИЗДАНИЕ

Допущено Министерством
высшего и среднего специального образования СССР
в качестве учебника для студентов вузов,
обучающихся по специальности
«Технология и комплексная механизация
разработки нефтяных
и газовых месторождений»

ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»
Москва 1971

УДК 622.323

Физика нефтяного и газового пласта. Гиматудинов Ш. К. Учебник. Изд. 2, перераб. и доп. М., «Недра», 1971, стр. 312.

В учебнике изложены современные научные данные по физике нефтяного пласта с учетом изменений в этой области, происшедших после выхода в свет первого издания книги (1963 г.).

Рассмотрены основные физические свойства и методика исследования нефтеносных пород, нефти, воды и газа в пластовых условиях, физико-химия вытеснения нефти водой и газом из пористых сред, а также проблема увеличения нефтеотдачи пластов.

Большой переработке подверглись разделы книги, посвященные свойствам трещиноватых коллекторов, упругим свойствам пород, теории фазовой проницаемости, фотоколориметрии нефтей, теоретическим основам применения новых методов повышения нефтеотдачи пластов и др.

Учебник предназначен для студентов нефтяных вузов, специализирующихся в области промысловой геологии, разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Она может быть использована также инженерно-техническими работниками промыслов.

Таблиц 19, иллюстраций 124, библиография — 53 названия.

РЕЦЕНЗЕНТЫ:

Кафедра эксплуатации нефтяных месторождений Уфимского нефтяного института.

Академик АН Азерб. ССР А. Х. Мирзаджанзаде.

3—8—2
111—71

Светлой памяти
Ивана Михайловича Муравьева
посвящаю эту книгу

ОГЛАВЛЕНИЕ

Стр.

Предисловие 6

Глава I. Физические свойства горных пород — коллекторов нефти и газа 9

§ 1. Гранулометрический (механический) состав пород 9
§ 2. Пористость горных пород 13
§ 3. Методы измерения пористости горных пород 14
§ 4. Проницаемость горных пород 16
§ 5. Фазовая и относительная проницаемости горных пород . . . 19
§ 6. Зависимость проницаемости от пористости и размера пор . . . 27
§ 7. Распределение пор по размерам. Кривые «капиллярное давление — насыщенность пор смачивающей фазой» 29
§ 8. Лабораторные методы определения проницаемости пород . . 33
§ 9. Удельная поверхность горных пород 36
§ 10. Методы определения удельной поверхности горных пород . . 39
§ 11. Неоднородность коллекторских свойств пород. Статистические методы ее отображения 41
§ 12. Коллекторские свойства трещиноватых пород 52

Глава II. Физико-механические и тепловые свойства горных пород 60

§ 1. Напряженное состояние пород в условиях залегания в массиве 61
§ 2. Напряженное состояние пород в районе горных выработок . . 63
§ 3. Деформационные и прочностные свойства горных пород 65
§ 4. Упругие изменения коллекторов в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений 68
§ 5. Влияние давления на коллекторские свойства пород 73
§ 6. Термические свойства горных пород 74

Глава III. Углеводородное содержимое коллекторов. Нефть и газ, их состав и физические свойства 76

§ 1. Физическое состояние нефти и газа при различных условиях в залежи 76
§ 2. Химический состав нефти и газа 78
§ 3. Начала термодинамики. Характеристические функции. Химический потенциал 82
§ 4. Отклонение состояния реальных газов от законов идеального газа 85
§ 5. Плотность газов 95
§ 6. Вязкость газов 96
§ 7. Растворимость газов в нефти 98
§ 8. Давление насыщения нефти газом 105
§ 9. Сжимаемость нефти. Объемный коэффициент 107
§ 10. Плотность пластовой нефти 112
§ 11. Вязкость пластовой нефти 112
§ 12. Структурно-механические свойства неньютоновских жидкостей 114

Стр.

§ 13. Термодинамические свойства газов и нефтегазовых смесей 121
§ 14. Исследование свойств пластовых нефтей 126
§ 15. Изменение свойств нефти в пределах нефтеносной залежи . . 131
§ 16. Фотоколориметрия нефти 133

Глава IV. **Фазовые состояния углеводородных систем** 137

§ 1. Виды фазовых превращений 137
§ 2. Схемы фазовых превращений углеводородов 140
§ 3. Влияние строения углеводородов, давления и температуры на фазовые превращения газоконденсатных систем 150
§ 4. Критическая температура и критическое давление многокомпонентных углеводородных смесей 155
§ 5. Влагосодержание природных газов и газоконденсатных систем. Влияние воды на фазовые превращения углеводородов 161
§ 6. Фазовое состояние системы нефть — газ при различных давлениях и температурах 164
§ 7. Оценка типа газовых залежей. Прогнозирование нефтяной оторочки по составу пластового газа 168
§ 8. Краткая характеристика газогидратных залежей 171
§ 9. Газоконденсатная характеристика залежи. Приборы для лабораторного изучения свойств газоконденсатных смесей 173
§ 10. Расчет фазовых равновесий углеводородных смесей 176

Глава V. **Пластовые воды и их физические свойства** 188

§ 1. Состояние остаточной (связанной) воды в нефтяных и газовых коллекторах 188
§ 2. Методы определения количества остаточной (связанной) воды в нефтяных пластах 191
§ 3. Состояние переходных зон нефть — вода, нефть — газ и вода — газ 196
§ 4. Минерализация пластовой воды 199
§ 5. Физические свойства пластовых вод 200
§ 6. Растворимость газов в воде под давлением 202

Глава VI. **Молекулярно-поверхностные свойства системы нефть — газ — вода — порода** 206

§ 1. Роль поверхностных явлений при движении нефти, воды и газа в пористой среде 206
§ 2. Зависимость поверхностного натяжения пластовых жидкостей от давления и температуры 207
§ 3. Смачивание и краевой угол. Работа адгезии. Теплота смачивания 210
§ 4. Кинетический гистерезис смачивания 215
§ 5. Свойства поверхностных слоев пластовых жидкостей 216
§ 6. Расклинивающее действие тонких слоев жидкости. Опыты Дерягина. Эффект Ребиндера 217
§ 7. Измерение углов смачивания 218

Глава VII. **Физические основы вытеснения нефти водой и газом из пористых сред** 223

§ 1. Источники пластовой энергии. Силы, действующие в залежи 223
§ 2. Поверхностные явления при фильтрации пластовых жидкостей. Причины нарушения закона Дарси 225
§ 3. Электрокинетические явления в пористых средах 228
§ 4. Дроссельный эффект при движении жидкостей и газов в пористой среде 231
§ 5. Общая схема вытеснения из пласта нефти водой и газом . . . 234

Стр.

§ 6. Нефтеотдача пластов при различных условиях дренирования залежи 237
§ 7. Роль капиллярных процессов при вытеснении нефти водой из пористых сред 242
§ 8. Использование теории капиллярных явлений для установления зависимости нефтеотдачи от различных факторов 245
§ 9. Зависимость нефтеотдачи от скорости вытеснения нефти водой 247
§ 10. Факторы, влияющие на нефтеотдачу пласта при использовании энергии газовой шапки и газа, выделяющегося из раствора 249
§ 11. Газоотдача газовых и газоконденсатных коллекторов 252

Глава VIII. Повышение нефтеотдачи пластов 256

§ 1. Методы увеличения извлекаемых запасов нефти 256
§ 2. Моющие и нефтевытесняющие свойства вод 257
§ 3. Обработка воды поверхностно-активными веществами 260
§ 4. Применение углекислоты для увеличения нефтеотдачи пластов 264
§ 5. Воздействие магнитных полей на свойства воды 268
§ 6. Термические способы увеличения нефтеотдачи 269
§ 7. Вытеснение нефти из пласта растворителями 274
§ 8. Условия взаиморастворимости углеводородов оторочки с нефтью и газом 280
§ 9. Определение критического состава смеси 283
§ 10. Вытеснение нефти газом высокого давления 289
§ 11. Развитие новых методов увеличения нефтеотдачи пластов . . 294

Глава IX. Моделирование пластовых процессов 297

§ 1. Использование лабораторных исследований для решения задач теории и практики эксплуатации нефтяных и газовых месторождений 297
§ 2. Моделирование и подобие 297
§ 3. Условия подобия при моделировании двухфазной фильтрации в пористой среде 299
§ 4. Приближенное моделирование 301

Литература 307

ПРЕДИСЛОВИЕ

Физика пласта — наука, изучающая физические свойства пород нефтяных и газовых коллекторов; свойства пластовых жидкостей, газов и газоконденсатных смесей; методы их анализа, а также физические основы увеличения нефте- и газоотдачи пластов.

В последние годы в Советском Союзе ни одно месторождение не начинают разрабатывать без детального изучения физических свойств пород пласта, пластовых жидкостей и газов — без этого нельзя осуществить научно обоснованную разработку месторождений нефти и газа.

Эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных залежей связана с фильтрацией огромных масс жидкостей и газов в пористой среде к забоям скважин. От свойств пористых сред, пластовых жидкостей и газов зависят закономерности фильтрации нефти, газа и воды, дебиты скважин, продуктивность коллектора.

По мере эксплуатации залежей условия залегания нефти, воды и газа в пласте изменяются. Это сопровождается значительными изменениями свойств пород, пластовых жидкостей, газов и газоконденсатных смесей. Поэтому эти свойства рассматриваются в динамике — в зависимости от изменения пластового давления, температуры и других условий в залежах.

Важное место в курсе отводится физике и физико-химии вытеснения нефти и газа из пористых сред вытесняющими агентами. Эти материалы служат теоретической основой современных методов увеличения нефте- и газоотдачи пластов.

В новом издании книги значительно расширены разделы, посвященные физике газов, газоконденсатных смесей и газовых коллекторов.

Техника лабораторного анализа и аппаратура, используемая для определения свойств пород, пластовых жидкостей и газов, описаны схематично и лишь в объеме, какой, по мнению автора,

необходим для пояснения основных положений теории анализа. Подробно техника лабораторных работ излагается в специальных практикумах.

Физика пласта представляет собой быстро развивающуюся новую отрасль нефтяной и газовой науки. Значительный вклад в нее сделан советскими учеными (Л. Г. Гурвичем, П. А. Ребиндером, Б. В. Дерягиным, М. М. Кусаковым, Г. А. Бабаляном, Ф. И. Котяховым, А. С. Великовским).

Особо большое влияние труды П. А. Ребиндера, М. М. Кусакова, Г. А. Бабаляна оказали на развитие научных основ физико-химии поверхностных явлений. М. М. Кусаковым эти исследования были использованы для построения основ физико-химии нефтяного пласта. Впервые курс физики нефтяного пласта был прочитан в 1948 г. М. М. Кусаковым для студентов Московского нефтяного института.

Советские ученые занимают и в настоящее время ведущее положение в развитии ряда областей физики нефтяного и газового пласта (упругие процессы, термическое воздействие на пласт, вибрационные методы увеличения проводимости пород, явления электроосмоса в пористой среде и т. д.).

Книга написана с преимущественным использованием Международной системы единиц (СИ). Для облегчения перехода от старых систем к Международной системе единиц приведена таблица пересчетных значений для величин, наиболее часто используемых в пособии (см. приложение). Ю. Ф. Макогоном написаны разделы книги, посвященные газогидратным залежам.

Курс физики нефтяного и газового пласта быстро развивается и уже в настоящее время охватывает чрезвычайно широкий круг вопросов.

Автор будет благодарен читателям за критические замечания, которые позволят улучшить будущие издания книги и повысят качество преподавания дисциплины.

Замечания и пожелания просим направлять по адресу: Москва К-12, Третьяковский проезд, д. 1/19. Издательство «Недра».

Автор выражает благодарность рецензенту А. Х. Мирзаджанзаде, доцентам кафедры разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных залежей МИНХ и ГП им. И. М. Губкина С. Н. Закирову, К. С. Басниеву, Г. А. Зотову, Ю. Ф. Макогону.

ГЛАВА I

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД — КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА

Для определения характеристики нефтяного и газового пласта необходимо знать:

1) гранулометрический (механический) состав пород;
2) пористость;
3) проницаемость;
4) капиллярные свойства;
5) удельную поверхность;
6) механические свойства (упругость, пластичность, сопротивление разрыву, сжатию и другим видам деформаций);
7) насыщенность пород водой, нефтью и газом в различных условиях.

§ 1. ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКИЙ (МЕХАНИЧЕСКИЙ) СОСТАВ ПОРОД

Пласты, сложенные песками, состоят из разнообразных по размерам зерен неправильной формы. Количественное (массовое) содержание в породе частиц различной величины принято называть гранулометрическим (механическим) составом, от которого зависят многие свойства пористой среды: проницаемость, пористость, удельная поверхность, капиллярные свойства и т. д. По механическому составу можно судить о геологических и палеогеографических условиях отложения пород залежи. Поэтому начальным этапом исследований при изучении генезиса осадочных пород может быть гранулометрический анализ их.

Так как размеры частиц песков обусловливают общую величину их поверхности, контактирующей с нефтью, от гранулометрического состава пород зависит количество нефти, остающейся в пласте после окончания его эксплуатации в виде пленок, покрывающих поверхность зерен.

Гранулометрический состав песков важно знать в нефтепромысловой практике. Например, на основе механического анализа в процессе эксплуатации нефтяных месторождений для предотвращения поступления песка в скважину подбирают фильтры, устанавливаемые на забое.

Размер частиц горных пород изменяется от коллоидных частичек до галечника и валунов. Однако по результатам исследований размеры их для большинства нефтесодержащих пород колеблются в пределах 1—0,01 мм.

Наряду с обычными зернистыми минералами в природе широко распространены глинистые и коллоидно-дисперсные минералы с размерами частиц меньше 0,1 мкм* (0,001 мм). Значительное количество их содержится в глинах, лёссах и других породах.

В составе нефтесодержащих пород коллоидно-дисперсные минералы имеют подчиненное значение. Вместе с тем вследствие огромной величины их общей поверхности состав этих минералов влияет на процессы поглощения катионов (и анионов). От их количества в значительной степени зависит степень набухаемости горных пород в воде.

Механический состав пород определяют ситовым и седиментационным анализом. Ситовой анализ сыпучих горных пород применяется для рассева фракций песка размером от 0,05 мм и более. Содержание частиц меньшего размера определяется методами седиментации. В лабораторных условиях обычно пользуются набором проволочных или шелковых сит с размерами отверстий (размер стороны квадратного отверстия) 0,053; 0,074; 0,105; 0,149; 0,210; 0,227; 0,42; 0,59; 0,84; 1,69 и 3,36 мм. Существуют и другие системы сит и всевозможных механических приспособлений для рассева. Сита располагают при рассеве таким образом, чтобы вверху было сито с наиболее крупными размерами отверстий. В него насыпают 50 г породы и просеивают ее в течение 15 мин. После этого оставшуюся на каждом сите породу взвешивают и результаты записывают в таблицу.

Седиментационное разделение частиц по фракциям происходит вследствие различия скоростей оседания зерен неодинакового размера в вязкой жидкости. По формуле Стокса скорость осаждения в жидкости частиц сферической формы

$$v = \frac{gd^2}{18\nu}\left(\frac{\rho_п}{\rho_ж} - 1\right), \qquad (I.1)$$

где g — ускорение силы тяжести;
d — диаметр частиц;
ν — кинематическая вязкость;
$\rho_ж$ — плотность жидкости;
$\rho_п$ — плотность вещества частицы.

Формула (I.1) справедлива при свободном нестесненном движении зерен; чтобы концентрация частиц не влияла на скорость их осаждения в дисперсной среде, массовое содержание твердой фазы в суспензии не должно превышать 1%.

Использование формулы Стокса при седиментационном анализе рассмотрим на примере пипеточного метода.

---

* 1 мкм (микрометр) = 1 мк (микрон) = $1 \cdot 10^{-6}$ м.

Из фракции песка, прошедшего через сито с наименьшими отверстиями, отбирают 10 г песка и перемешивают его с водой в цилиндре емкостью 1 *л*, помещенном в баню (рис. I.1). В цилиндр вставляется пипетка *2*, глубина спуска ее кончика h составляет примерно 30 см.

Допустим, что необходимо определить в песке количество частиц диаметром меньше d_1. Для этого при помощи формулы (I.1) вычисляют время t_1 падения частиц размером d_1 до глубины спуска пипетки h. Очевидно, с глубины h через время t_1 в пипетку проникнут только те частицы, диаметр которых меньше d_1, так как к этому времени после начала их осаждения более крупные зерна расположатся ниже кончика пипетки. Высушив содержимое пипетки, определяют количество находящихся в суспензии частиц диаметром менее или более d_1. Это легко сделать, так как масса всей навески G_1, объем отобранной суспензии V, масса сухого остатка в ней G и объем жидкости V_1 в цилиндре известны. Очевидно, процентное содержание в породе отобранных пипеткой фракций (т. е. частиц диаметром меньше, чем d_1) будет

$$a = \frac{V_1 G}{V G_1} l,$$

где l — процент фракции, прошедшей через самое мелкое сито.

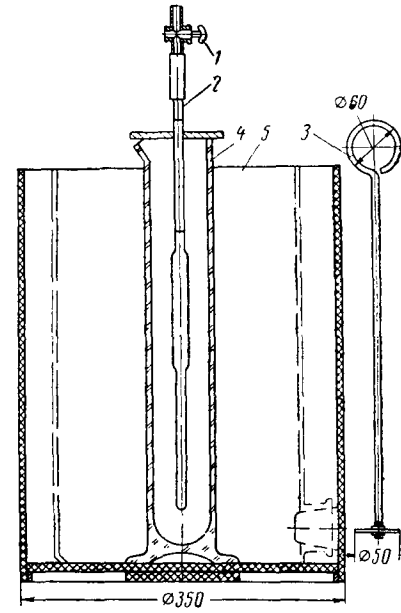


Рис. I.1. Седиментометр.
1 — стеклянный кран; *2* — пипетка; *3* — мешалка; *4* — градуированный цилиндр; *5* — стеклянный термостат.

Отбирая последующие пробы через другие интервалы времени от начала отстаивания суспензии, точно так же определяют содержание более мелких фракций. Существует много методов седиментационного анализа. В лабораториях по исследованию грунтов широко применяют методы отмучивания током воды, отмучивания сливанием жидкости (метод Сабанина) и метод взвешивания осадка при помощи весов Фигуровского.

При отмучивании током воды грунт помещают в конический или цилиндрический сосуд, через который создают ток воды, направленный снизу вверх. Регулируя скорость движения воды, добиваются выноса из пределов сосуда частиц определенного диаметра, величина которого также может быть определена по формуле Стокса.

При отмучивании сливанием жидкости частицы различного размера разделяют путем слива после определенного времени

отстаивания верхней части столба суспензии с мелкими частицами, не успевшими осесть на дно сосуда.

Наиболее совершенный метод седиментационного анализа — взвешивание осадка. Хорошо перемешанную суспензию вливают в цилиндрический сосуд, в который опускают тонкий стеклянный диск, подвешенный на плечо седиментометрических весов Н. А. Фигуровского. Выпадающие частицы суспензии отлагаются на стеклянном диске. По мере отложения осадка равновесие весов нарушается и для восстановления его требуется дополнительная нагрузка. Регистрируя время и нагрузки, получают данные, которые затем

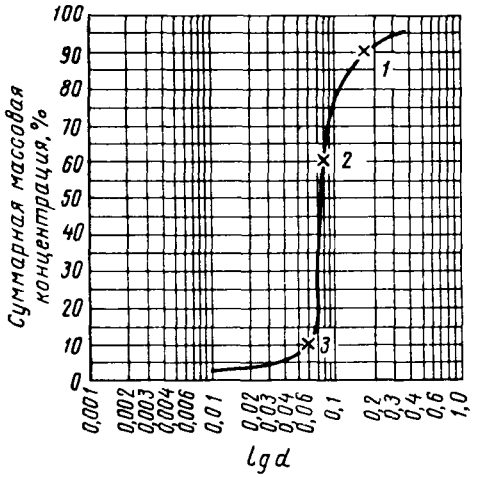


Рис. I.2. Кривая суммарного гранулометрического состава.

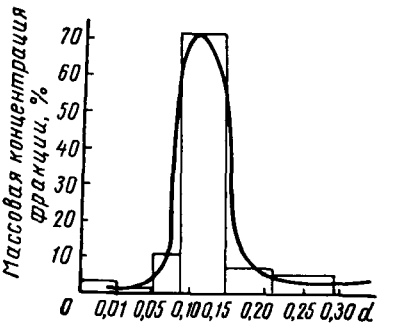


Рис. I.3. Кривая распределения зерен породы по размерам.

обрабатывают и приводят в обычный для анализа вид: результаты анализа механического состава пород изображаются в виде таблиц или графиков суммарного состава и распределения зерен породы по размерам (рис. I.2 и I.3). Для построения первого графика по оси ординат откладывают массовые концентрации в процентах, а по оси абсцисс — диаметр частиц d или $\lg d$.

При построении второго графика по оси абсцисс откладывают диаметры d частиц, а по оси ординат — массовые концентрации в процентах каждой фракции в исследуемой породе.

Отношением $\frac{d_{60}}{d_{10}}$ принято характеризовать степень неоднородности песка, где d_{60} — диаметр частиц, при котором сумма масс фракций диаметрами, начиная от нуля и кончая данным диаметром, составляет 60% от массы всех фракций (точка *2*, рис. I.2), а d_{10} — аналогичная величина для 10% точки кривой суммарного гранулометрического состава (точка *3*, рис. I.2). По диаметру, соответству-

ющему точке *1*, подбирают отверстия забойных фильтров для нефтяных скважин [1].

Коэффициент неоднородности зерен пород, слагающих нефтяные месторождения, обычно колеблется в пределах 1,1—20.

§ 2. ПОРИСТОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

Под пористостью горной породы понимают наличие в ней пустот (пор).

Коэффициентом полной (или абсолютной) пористости $m_п$ называется отношение суммарного объема пор $V_{пор}$ в образце породы к видимому его объему $V_{обр}$:

$$m_п = \frac{V_{пор}}{V_{обр}}. \qquad (I.2)$$

Измеряется пористость в долях единицы или в процентах. По происхождению поры и другие пустоты подразделяются на первичные и вторичные. К первичным относят пустоты между зернами, промежутки между плоскостями наслоения и т. д., образующиеся в процессе осадконакопления и формирования породы. Вторичные поры образовались в результате последующих процессов разлома и дробления породы, растворения, возникновения трещин вследствие сокращения породы (например, вследствие доломитизации) и т. д.

Структура порового пространства пород обусловлена гранулометрическим составом частиц, их формой, химическим составом пород, происхождением пор, а также соотношением количества больших и малых пор.

В большой степени свойства пористых сред зависят от размеров поровых каналов. По величине поровые каналы нефтяных пластов условно разделяют на три группы:

1) сверхкапиллярные — размеры больше 0,5 мм;
2) капиллярные — от 0,5 до 0,0002 мм (0,2 мкм);
3) субкапиллярные — меньше 0,0002 мм (0,2 мкм).

По крупным (сверхкапиллярным) каналам и порам движение нефти, воды и газа происходит свободно, а по капиллярным — при значительном участии капиллярных сил [2].

В субкапиллярных каналах жидкости настолько сильно удерживаются силой притяжения стенками каналов (вследствие малого расстояния между стенками канала жидкость в ней находится в сфере действия молекулярных сил материала стенок), что практически в природных условиях перемещаться в них не могут.

Породы, поры которых представлены в основном субкапиллярными каналами, независимо от пористости практически непроницаемы для жидкостей и газов (глина, глинистые сланцы). Хорошие коллекторы нефти — те породы, поры которых представлены в основном

[1] Об этом см. в курсе «Технология и техника эксплуатации нефтяных месторождений».

[2] О капиллярных явлениях в пористой среде см. главы VI, VII и VIII данной книги.

капиллярными каналами достаточно большого сечения, а также сверхкапиллярными порами. Из сказанного следует, что при существующих в естественных условиях перепадах давлений не во всех пустотах жидкости и газы находятся в движении.

Наряду с полной пористостью введены еще понятия коэффициента открытой пористости, а также коэффициентов, характеризующих статическую полезную емкость и динамическую полезную емкость коллектора.

Коэффициентом открытой пористости m_0 принято называть отношение объема открытых, сообщающихся пор к объему образца.

Статическая полезная емкость коллектора характеризует объем пор и пустот, которые могут быть заняты нефтью или газом. Эта величина обозначается через $П_{ст}$ и определяется как разность открытой пористости и доли объема пор, занятой остаточной водой.

В зависимости от перепадов давления, существующих в пористой среде, свойств жидкостей и характера поверхности пород та или иная часть жидкости не движется в порах. Сюда относятся неподвижные пленки у поверхности породы, капиллярно удержанная жидкость и т. д. Динамическая полезная емкость коллектора $П_{дин}$ характеризует относительный объем пор и пустот, через которые может происходить фильтрация нефти и газа в условиях, существующих в пласте.

§ 3. МЕТОДЫ ИЗМЕРЕНИЯ ПОРИСТОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД

Из определения понятия полной пористости вытекают следующие соотношения, которые используются для ее измерения,

$$m = \frac{V_{пор}}{V_{обр}} = \frac{V_{обр} - V_{зерен}}{V_{обр}} = 1 - \frac{V_{зерен}}{V_{обр}}, \qquad (I.3)$$

где $V_{обр}$ и $V_{зерен}$ — объемы образца и зерен.

Учитывая, что масса образца равна массе слагающих его зерен, формулу (I.3) можно представить в виде

$$m = 1 - \frac{\rho_{обр}}{\rho_{зерен}}. \qquad (I.4)$$

Здесь $\rho_{обр}$ и $\rho_{зерен}$ — плотности образца и зерен.

Из формул (I.3) и (I.4) следует, что для определения пористости достаточно знать объемы пор и образца, объемы зерен и образца или плотности образца и зерен. Существует много методов определения этих величин и соответственно имеется множество способов оценки величины пористости горных пород.

Для определения объема образца часто пользуются по И. А. Преображенскому методом взвешивания насыщенного жидкостью (обычно керосином) породы в той же жидкости и в воздухе (при этом для расчета объема образца используется закон Архимеда). Объем породы можно найти по объему вытесненной жидкости при погружении в нее образца, насыщенного той же жидкостью.

Насыщения образца жидкостью можно избежать, если использовать метод парафинизации (метод Мельчера). При этом способе образец породы перед взвешиванием в жидкости покрывается тонкой пленкой парафина, объем которого определяется по массе породы до и после парафинизации. Метод парафинизации трудоемок и не повышает точности определений.

Объем образца можно также определить по его размерам, если придать ему правильные геометрические формы, а объем пор — по методу взвешивания. Объем пор при этом находится по разности ΔP массы породы, насыщенной под вакуумом жидкостью, и массы сухого образца

$$V_{\text{пор}} = \frac{\Delta P}{\rho_{\text{ж}}},$$

где $\rho_{\text{ж}}$ — плотность жидкости.

Следует учитывать, что методом насыщения и взвешиванием определяется не полная пористость, так как часть пор (замкнутых) не заполняется жидкостью, а так называемая пористость насыщения. Поэтому объем пор часто находят по объему зерен. Для этого используют пикнометры и специальные приборы — жидкостные и газовые порозиметры. Порозиметрами пользуются также для нахождения открытой пористости.

Принцип действия газового порозиметра основан на законе Бойля—Мариотта: изменяя в системе объемы газа или давление, по полученным данным подсчитывают объем частиц и пористость.

В жидкостном порозиметре объем зерен или образца, предварительно насыщенного под вакуумом керосином, определяется по объему вытесненной жидкости (керосина) после помещения в камеру прибора твердого тела.

Пористость образца можно представить в виде соотношения площади пор к площади всего образца в каком-либо сечении. На этом основании пористость оценивается с помощью методов, основанных на измерении площадей под микроскопом или определении соотношения этих площадей по фотографиям. Для контрастности при изучении степени взаимосвязанности пор последние иногда заполняются окрашенными воском или пластиками.

При выборе методов измерения пористости необходимо учитывать особенности и свойства коллектора. Для песков величины открытой и полной пористости практически одинаковы. В песчаниках и алевролитах по данным А. А. Ханина полная пористость может на 5—6% превышать открытую. Наибольший объем замкнутых пор характерен для известняков и туфов. При оценке пористости пород газовых коллекторов, сложенных алевролитами и песчано-алевролитовыми отложениями, открытую пористость следует измерять газометрическим способом с помощью газовых порозиметров. Пористость их оказывается существенно большей, чем при насыщении этих пород керосином.

Газометрический способ следует также применять для измерения пористости пород, разрушающихся при насыщении керосином,

а также образцов с низкой пористостью (менее 5%), так как в последнем случае объем пленки керосина, покрывающего образец, становится сравнимым с объемом пор, что сильно искажает результаты определений.

Рассмотрим методику определения пористости по И. А. Преображенскому. Для определения открытой пористости взвешивают сухой и насыщенный керосином под вакуумом образец в воздухе и образец, насыщенный керосином, взвешивают в керосине.

Пусть P_1 — масса сухого образца в воздухе; P_2 — масса образца с керосином в воздухе; P_3 — масса насыщенного керосином образца, помещенного в керосин; $\rho_к$ — плотность керосина. Тогда объем пор в образце

$$V_{пор} = \frac{P_2 - P_1}{\rho_к},$$

а объем образца

$$V_{обр} = \frac{P_2 - P_3}{\rho_к}.$$

Открытая пористость образца

$$m = \frac{V_{пор}}{V_{обр}} = \frac{P_2 - P_1}{P_2 - P_3}. \qquad (I.5)$$

§ 4. ПРОНИЦАЕМОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

Проницаемость — важнейший параметр, характеризующий проводимость коллектора, т. е. способность пород пласта пропускать к забоям скважин нефть и газ.

Абсолютно непроницаемых тел в природе нет. Однако при существующих в нефтяных пластах сравнительно небольших перепадах давлений многие породы из-за малых размеров пор в них оказываются практически мало или совсем непроницаемыми для жидкостей и газов (глины, сланцы и др.).

Большая часть осадочных пород обладает той или иной проницаемостью. Поровое пространство этих пород, кроме субкапиллярных пор, слагается также порами большего размера. По экспериментальным данным диаметры подавляющей части пор нефтесодержащих коллекторов больше 1 мкм.

В процессе эксплуатации нефтяных и газовых месторождений возможна различная фильтрация в пористой среде жидкостей и газов или их смесей — совместное движение нефти, воды и газа или воды и нефти, нефти и газа или только нефти или газа. При этом проницаемость одной и той же пористой среды для данной фазы в зависимости от количественного и качественного состава фаз в ней будет различной. Поэтому для характеристики проницаемости пород нефтесодержащих пластов введены понятия абсолютной, эффективной и относительной проницаемости.

Для характеристики физических свойств пород используется абсолютная проницаемость.

Под абсолютной принято понимать проницаемость пористой среды, которая определена при наличии в ней лишь одной какой-

либо фазы, химически инертной по отношению к породе. Для ее оценки обычно используется воздух или газ, так как установлено, что при движении жидкостей в пористой среде на ее проницаемость влияют физико-химические свойства жидкостей.

Фазовой называется проницаемость пород для данного газа или жидкости при наличии или движении в порах многофазных систем. Величина ее зависит не только от физических свойств пород, но также от степени насыщенности порового пространства жидкостями или газом и от их физико-химических свойств.

Относительной проницаемостью пористой среды называется отношение эффективной проницаемости этой среды для данной фазы к абсолютной.

Для оценки проницаемости горных пород обычно пользуются линейным законом фильтрации Дарси, по которому скорость фильтрации жидкости в пористой среде пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна динамической вязкости:

$$v = \frac{Q}{F} = k \frac{1}{\mu} \frac{\Delta p}{L}, \tag{I.6}$$

где v — скорость линейной фильтрации;
Q — объемный расход жидкости в единицу времени;
μ — динамическая вязкость жидкости;
F — площадь фильтрации;
Δp — перепад давления;
L — длина пористой среды.

В этом уравнении способность породы пропускать жидкости и газы характеризуется коэффициентом пропорциональности k, который называют проницаемостью:

$$k = \frac{Q\mu L}{\Delta p F}. \tag{I.7}$$

При измерении проницаемости пород по газу в формулу (I.7) следует подставлять средний расход газа в условиях образца:

$$k = \frac{\bar{Q}_г \mu_г L}{\Delta p F}, \tag{I.8}$$

где $\bar{Q}_г$ — объемный расход газа, приведенный к среднему давлению $\bar{p}$ в образце. Необходимость использования среднего расхода газа в этом случае объясняется непостоянством его объемного расхода при уменьшении давления по длине образца.

Среднее давление по длине керна

$$\bar{p} = \frac{p_1 + p_2}{2}$$

где p_1 и p_2 — соответственно давление газа на входе в образец и на выходе из него.

Полагая, что процесс расширения газа при фильтрации через образец происходит изотермически и используя закон Бойля — Мариотта, получим

$$\overline{Q}_r = \frac{2Q_0p_0}{p_1+p_2},$$

где Q_0 — расход газа при атмосферном давлении p_0.

Тогда формула для определения проницаемости пород по газу запишется в виде

$$k = \frac{2Q_0p_0\mu L}{(p_1^2-p_2^2)\,F}. \qquad (I.9)$$

Единицы измерения проницаемости

В Международной системе единиц величины, входящие в формулу проницаемости, имеют размерности

$$[L] = \text{м}; \quad [F] = \text{м}^2; \quad [Q] = \text{м}^3/\text{с};$$

$$[p] = \text{Н}/\text{м}^2; \quad [\mu]^* = \text{Н}\cdot\text{с}/\text{м}^2.$$

Следовательно,

$$[k] = \frac{\frac{\text{м}^3}{\text{с}}\cdot\frac{\text{Н}\cdot\text{с}}{\text{м}^2}\cdot\text{м}}{\text{м}^2\cdot\frac{\text{Н}}{\text{м}^2}} = \text{м}^2. \qquad (I.10)$$

При $L = 1$ м; $F = 1$ м^2; $Q = 1$ м^3/с; $p = 1$ Н/м^2 и $\mu = 1$Н·с/м^2 получим значение коэффициента проницаемости $k = 1$ м^2.

Таким образом, в Международной системе (СИ) за единицу проницаемости в 1 м^2 принимается проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью 1 м^2, длиной 1 м и перепаде давления 1 Па расход жидкости вязкостью 1 Па·с составляет 1 м^3/с.

Физический смысл размерности k (площадь) заключается в том, что проницаемость характеризует величину площади сечения каналов пористой среды, по которым в основном происходит фильтрация.

Для оценки проницаемости на практике обычно пользуются единицей Д а р с и, которая приблизительно в 10^{12} раз меньше, чем проницаемость в 1 м^2.

За единицу проницаемости в 1 Дарси (1 Д) принимают проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью 1 см^2 и длиной 1 см при перепаде давления в 1 кгс/см^2 расход жидкости вязкостью 1 сП (сантипуаз) составляет 1 см^3/с. Величина, равная 0,001 Д, называется миллидарси (мД). Учитывая, что 1 кгс/см$^2 \approx 10^5$ Н/м^2, 1 см$^3 = 10^{-6}$ м^3, 1 см^2 =

* 1 Н · с/м^2 = 1 Па · с; 1 сП = 1 мПа · с.

$= 10^{-4}$ м², 1 сП $= 10^{-3}$ Н · с/м², получим следующее соотношение

$$1\text{Д} \approx \frac{10^{-6}\text{м}^3/\text{с} \cdot 10^{-3}\text{Н} \cdot \text{с}/\text{м}^2 \cdot 10^{-2}\text{м}}{10^{-4}\text{м}^2 \cdot 10^{5}\text{Н}/\text{м}^2} \approx 10^{-12}\text{м}^2 = 1\text{мкм}^2 \quad (\text{I.11})^*$$

Проницаемость пород нефтяных и газовых пластов изменяется от нескольких миллидарси до 2—3 Д и редко бывает выше.

Как уже отмечалось, формула (I.6) соответствует закону Дарси при *линейном (плоскопараллельном)* потоке. Иногда необходимо определять проницаемость образцов при радиальной фильтрации жидкости и газа, т. е. как бы при воспроизведении условий притока их в скважину. В этом случае образец породы имеет вид цилиндрического кольца с осевым отверстием — «скважиной». Фильтрация жидкости или газа в нем происходит в радиальном направлении от наружной поверхности к внутренней. Тогда проницаемость пород по данным опыта определяют по следующим формулам.

При фильтрации жидкости

$$k_{\text{ж}} = \frac{\mu_{\text{ж}} Q_{\text{ж}} \ln \frac{r_{\text{н}}}{r_{\text{в}}}}{2\pi h (p_{\text{н}} - p_{\text{в}})}. \quad (\text{I.12})$$

При фильтрации газа

$$k_{\text{г}} = \frac{\mu_{\text{г}} \bar{Q}_{\text{г}} \ln \frac{r_{\text{н}}}{r_{\text{в}}}}{2\pi h (p_{\text{н}} - p_{\text{в}})} = \frac{\mu_{\text{г}} Q_{\text{г}} \ln \frac{r_{\text{н}}}{r_{\text{в}}}}{\pi h (p_{\text{н}}^2 - p_{\text{в}}^2)}. \quad (\text{I.12}')^{**}$$

Здесь $\mu_{\text{ж}}$ и $\mu_{\text{г}}$ — вязкость жидкости и газа;

$Q_{\text{ж}}$ — расход жидкости;

$Q_{\text{г}}$, $\bar{Q}_{\text{г}}$ — расход газа при атмосферном и среднем давлении в образце;

$r_{\text{н}}$ и $r_{\text{в}}$ — наружный и внутренний радиусы кольца;

$p_{\text{н}}$ и $p_{\text{в}}$ — давление у наружной и внутренней поверхности кольцевого образца;

h — высота цилиндра.

§ 5. ФАЗОВАЯ И ОТНОСИТЕЛЬНАЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД

В породах нефтяных и газовых месторождений одновременно присутствуют две или три фазы. При фильтрации проницаемость породы для одной какой-либо фазы меньше ее абсолютной проницаемости.

Исследования показывают, что фазовая и относительная проницаемости для различных фаз зависят от нефте-, газо- и водонасыщенности порового пространства породы, физических и физико-химических свойств жидкостей и пористых сред.

---

* Более точно 1 кгс/см² = 98066,5 Н/м² = 98066,5 Па. Тогда 1 Д = $= 1{,}02 \cdot 10^{-12}$ м².

** Вывод формул (I.12) см. в учебниках подземной гидравлики.

Если часть пор занята какой-либо фазой, то ясно, что проницаемость породы для другой фазы становится меньше. Величина фазовой проницаемости определяется главным образом степенью насыщенности пор разными фазами.

В условиях реальных пластов возникают различные виды многофазных потоков — движение смеси нефти и воды, фильтрация газированной жидкости или трехфазный поток нефти, воды и газа одновременно. Каждый из этих потоков изучен экспериментально. Результаты исследований обычно изображают в виде графиков зависимости относительных проницаемостей от степени насыщенности порового пространства различными фазами (как основного фактора, определяющего значение относительной проницаемости). Эти зависимости широко используются в теории и практике разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Простейший их анализ позволяет сделать важные выводы о закономерностях притока нефти, воды и газа в скважины. Они используются при определении дебитов скважин, прогнозировании поведения пласта и режима работы скважин по мере эксплуатации залежи, при проектировании процесса разработки месторождений и решении многих технологических задач эксплуатации нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Рассмотрим вначале графики двухфазного потока.

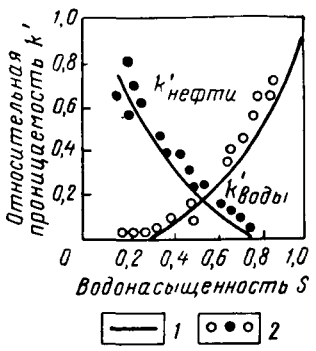


Рис. I.4. Зависимость относительных проницаемостей от насыщенности водой порового пространства. Поверхностное натяжение жидкостей.

1 — 34 мН/м; *2* — 5 мН/м.

Движение смеси нефти и воды. На рис. I.4 приведена зависимость относительной проницаемости песка для нефти и воды от насыщенности S порового пространства водой

$$k'_{н} = \frac{k_{н}}{k}, \quad k'_{в} = \frac{k_{в}}{k},$$

где $k_{в}$ и $k_{н}$ — фазовые проницаемости для воды и нефти;
k — абсолютная проницаемость.

Если в несцементированном песке содержится 20% воды, относительная проницаемость для нее все еще остается равной нулю (т. е. вода является неподвижной фазой). Это связано с тем, что при небольшой водонасыщенности вода удерживается в мелких и тупиковых порах, в узких местах контактов зерен, не участвующих в фильтрации жидкостей, а также в виде неподвижных местных пленок и микрокапель располагается на поверхности породы. В некоторой части пор она все же содержится и поэтому фазовая проницаемость по нефти вскоре после начала увеличения водонасыщенности быстро уменьшается и в присутствии 30% связанной воды относительная проницаемость для нефти снижается уже в два раза. Из

этого следует, что необходимо беречь нефтяные пласты и забои скважин от преждевременного обводнения. При проникновении в породу фильтрата бурового раствора возрастает их водонасыщенность в наиболее узкой части потока (в призабойной зоне пласта). В результате значительно уменьшается относительная проницаемость пород для нефти, а также уменьшается дебит скважины. Водные фильтраты бурового раствора (не обработанного специальными веществами) обычно прочно удерживаются породами вследствие гидрофильных свойств последних и плохо удаляются из пор пласта при освоении скважин. Поэтому теории фазовой проницаемости, смачиваемости и взаимодействия фильтрата бурового раствора с породой используются при разработке рецептуры растворов, применяемых для вскрытия продуктивных пластов и обеспечивающих сохранение естественных фильтрационных свойств пород.

Из рис. I.4 также следует, что если водонасыщенность песка S составляет 80%, относительная проницаемость для нефти уже равна нулю. Это означает, что при вытеснении нефти водой из несцементированных песков остаточная нефтенасыщенность составляет не менее 20%, а в песчаниках, как увидим далее, оказывается еще большей. Нефть в таком случае прочно удерживается в породе капиллярными и другими силами.

Изменение физико-химических свойств жидкостей влияет на движение фаз. Известно, например, что с уменьшением поверхностного натяжения [1] нефти на разделе с водой снижается капиллярное давление и увеличивается подвижность нефти и воды, в результате увеличиваются относительные проницаемости породы для жидкости (рис. I.4).

Аналогично можно установить изменение относительных проницаемостей среды при совместной фильтрации нефти со щелочными и сильно минерализованными хлоркальциевыми водами. Поверхностное натяжение нефти и капиллярное давление менисков на границе со щелочными водами меньше, чем на границе с хлоркальциевыми. Щелочная вода способствует лучшему отделению пленок нефти от породы, и в результате относительные проницаемости на всем интервале изменения водонасыщенности оказываются большими и для нефти и для щелочной воды.

При высокой проницаемости пород с изменением вязкости нефти соотношение относительных проницаемостей для жидкостей

---

[1] В Международной системе за единицу поверхностного натяжения принят 1 Н/м (или 1 Дж/м²). Учитывая, что 1 Н = 10^5 дин и 1 Дж = 10^7 эрг, получим

$$1\ \frac{\text{эрг}}{\text{см}^2} = \frac{10^{-7}\text{Дж}}{10^{-4}\text{м}^2} = 10^{-3}\ \frac{\text{Дж}}{\text{м}^2} = 1\ \frac{\text{мДж}}{\text{м}^2};$$

$$1\ \frac{\text{дин}}{\text{см}} = 10^{-5}\ \frac{\text{Н}}{10^{-2}\text{м}} = 10^{-3}\ \frac{\text{Н}}{\text{м}} = 1\ \frac{\text{мН}}{\text{м}}.$$

изменяется незначительно. Оно зависит только от насыщенности (рис. I.5).

Для пород малой проницаемости влияние соотношения вязкостей нефти и воды исследовано пока недостаточно. Количественно мало изучена также зависимость относительных проницаемостей от других свойств пластовой системы и условий вытеснения (проницаемости, состава жидкостей и пород, содержания остаточной воды и т. д.). Вероятные же изменения относительных проницаемостей от этих факторов можно установить, исходя из особенностей, которые при этом возникают в процессе движения смесей нефти и воды. Если с изменением какого-либо свойства системы увеличивается подвижность смеси нефти и воды, уменьшаются прилипаемость жидкостей к стенкам поровых каналов и сопротивление среды потоку, то относительные проницаемости пористой среды для нефти и воды растут. Изменения свойств пластовой системы, сопровождающиеся ухудшением условий фильтрации фаз, приводят к уменьшению относительных проницаемостей породы для нефти и воды.

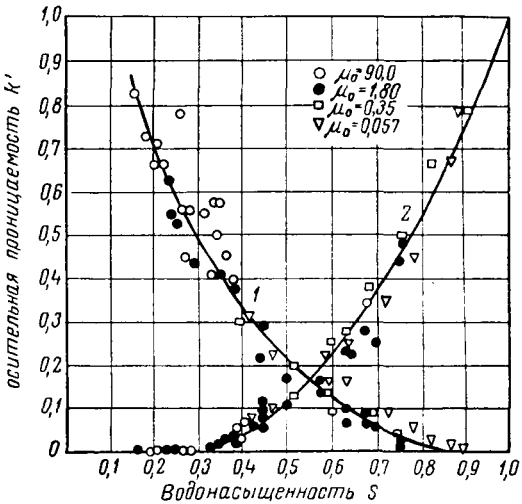


Рис. I.5. Влияние соотношения вязкости на относительные проницаемости песка пористостью 40—42% (k = 3,2—6,8 мкм²) для нефти и воды ($\mu_0 = \frac{\mu_н}{\mu_в}$ изменяется от 0,057 до 90).
1 — нефть; 2 — вода.

С уменьшением проницаемости (например при одинаковом значении пористости) повышается суммарная поверхность поровых каналов. Это означает, что вода, чаще всего смачивающая поверхность породы, лучше, чем нефть, начнет фильтроваться в пористой среде с пониженной проницаемостью при больших значениях водонасыщенности.

Малопроницаемые породы меньше отдают нефть, так как подвижность ее и воды в этих породах невысока. Поэтому линии проницаемостей располагаются ниже, чем соответствующие кривые, полученные для пористых сред большой проницаемости.

Сумма эффективных проницаемостей фаз обычно меньше величины абсолютной проницаемости породы, а относительная проницаемость изменяется от нуля до единицы.

Следует, однако, отметить, что в последнее время высказывается мнение о возможности получения при определенных условиях отно-

сительной проницаемости одной из фаз, превышающей единицу [1].

Например, фазовая проницаемость в опытах А. Е. Евгеньева оказалась выше абсолютного ее значения при фильтрации в низкопроницаемых пористых средах вязкой жидкости (масел). Пористая среда содержала 8 ÷ 10% от объема пор остаточной воды, в качестве которой был использован 2%-ный раствор ОП-7 в воде.

Это явление связывается с возникновением скольжения высоковязкой среды при замене границы жидкость — твердое тело границей жидкость — пленка раствора ОП-7, адсорбированного поверхностью породы.

Опытами установлено, что на относительную проницаемость системы влияют также градиент давления и некоторые другие факторы, характеризующие условия движения фаз (например, смачивающие свойства жидкостей). Все это указывает на необходимость приближения условий проведения опытов при экспериментальном измерении проницаемости к пластовым условиям фильтрации жидкостей и газов. По результатам исследования Д. А. Эфроса, кроме равенства в модели и натуре углов смачивания θ и пористости пород m, должно также соблюдаться условие [2]

$$\left[\frac{\sigma}{k\,|\,\mathrm{grad}\,p\,|}\right]_{\text{мод}} = \left[\frac{\sigma}{k\,|\,\mathrm{grad}\,p\,|}\right]_{\text{нат}}. \qquad (\text{I.13})$$

Здесь σ — поверхностное натяжение нефти на границе с водой;
k — проницаемость;
grad p — градиент давления.

Следовательно, относительные фазовые проницаемости в общем случае являются функциями водонасыщенности и безразмерного комплекса.

Нарушение этого условия в опыте приводит к значительным отклонениям в результатах определения относительной проницаемости пород от пластовых ее значений. По исследованиям Д. А. Эфроса, если в лабораторных условиях не удается воспроизвести пластовые значения соотношения (I.13), необходимо провести специальные опыты и установить его допустимую величину. Для слабосцементированных пород по данным Д. А. Эфроса опыт следует проводить при $\left[\frac{\sigma}{k\,|\,\mathrm{grad}\,p\,|}\right]_{\text{мод}} > 0{,}5 \cdot 10^6$.

В заключение следует отметить, что при движении нефти и воды (так же как и при фильтрации любых других фаз) в пористой среде их относительные объемные скорости течения (водо-нефтяной фактор) определяются не только относительной проницаемостью, но и соотношением вязкости фаз. Рассмотрим это на примере.

---

[1] Евгеньев А. Е. «О фазовых проницаемостях при фильтрации двухфазных систем через пористую среду». Докл. АН СССР, том 162, № 4, 1965. A. S. Odeh. Trans. AIME, v. 216, p. 346, 1959.

[2] Об этом см. также в гл. IX, посвященной вопросам подобия условий проведения лабораторных опытов условиям вытеснения нефти водой из естественных коллекторов.

Пример. Происходит фильтрация нефти и воды через песок с абсолютной проницаемостью $k = 3$ мкм². Вязкость нефти $\mu_н = 3$, а воды $\mu_в = 1$ мПа·с, водонасыщенность среды — 0,65. Определить относительные проницаемости песка для жидкостей и водо-нефтяной фактор.

По графику на рис. I.4 находим, что относительная проницаемость для нефти при $S = 0{,}65$ равна $k'_н = 0{,}045$; для воды $k'_в = 0{,}33$. Фазовые проницаемости составят:

$$\text{нефти } k_н = k'_н k = 0{,}045 \cdot 3 = 0{,}135 \text{ мкм}^2,$$

$$\text{воды } k_в = k'_в k = 0{,}33 \cdot 3 = 0{,}99 \text{ мкм}^2.$$

Водо-нефтяной фактор в процессе течения найдем по закону Дарси:

$$\frac{q_в}{q_н} = \frac{k_в \dfrac{F\Delta p}{\mu_в L}}{k_н \dfrac{F\Delta p}{\mu_н L}} = \frac{k_в \mu_н}{k_н \mu_в}.$$

Следовательно,

$$\frac{q_в}{q_н} = \frac{0{,}99 \cdot 3}{0{,}135 \cdot 1} = 22.$$

Движение смеси жидкости и газа

На рис. I.6 приведены зависимости относительных проницаемостей для воды и газа от насыщенности S жидкостью порового пространства песков с проницаемостью 17,8 мкм², а на рис. I.7 — аналогичные зависимости для песчаников и известняков. Из кривых следует, что при наличии в поровом пространстве несцементированных песков и известняков до 20%, а в песчаниках — до 50% жидкости относительная проницаемость $k'_ж$ для жидкой фазы будет равна нулю, а относительная проницаемость для газа $k'_г$ составит для песков и известняков 0,9 и для песчаников 0,98. Иначе говоря, жидкость с увеличением ее содержания в пористой среде вначале почти не влияет на фильтрацию газа. Из этих кривых также следует, что при содержании жидкости в породе от 20 до 50% от объема пор из скважины можно добывать чистый газ.

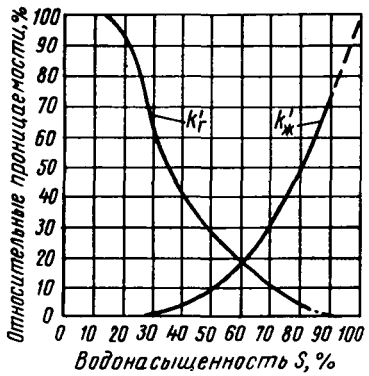


Рис. I.6. Зависимость относительной проницаемости песка для газа и жидкости от водонасыщенности S.

При газонасыщенности песка и песчаника до 10%, а известняка до 30% газ остается неподвижным ($k'_г \cong 0$). Но в этом случае сильно ухудшаются условия для фильтрации жидкости — относительная проницаемость снижается до 0,22 для известняков, до 0,7 для песков и до 0,6 для песчаников. Это указывает на отрицательное влияние свободного газа, выделяющегося из нефти в пласте, на условия ее фильтрации. Сопоставление кривых относительных проницаемо-

стей (рис. I.8) для пород различных классов показывает их приблизительную идентичность. В зависимости от свойств пород кривые относительных проницаемостей сдвигаются вдоль осей и больше

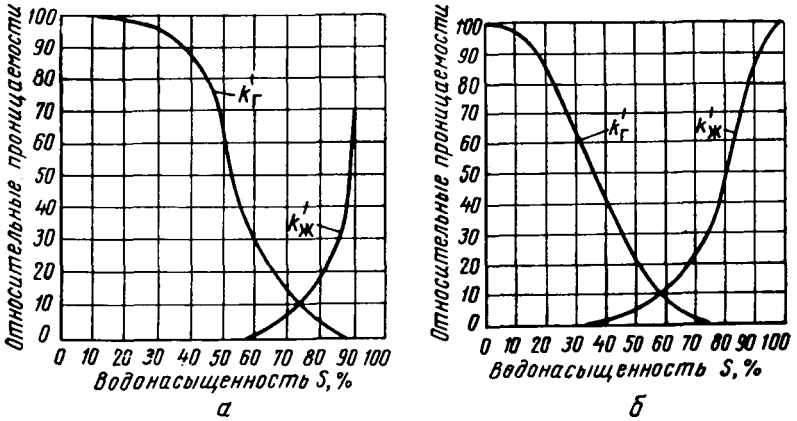


Рис. I.7. Зависимость относительных проницаемостей для жидкости и газа от водонасыщенности.
а— песчаники; *б* — известняки и доломиты.

всех сдвигаются вправо кривые для песчаников. Это связано с наличием значительного количества в породах этого типа тонких пор, заполненных водой, через которые газ не фильтруется. По этой же причине фильтрация воды через песчаники (для которых составлены кривые относительных проницаемостей, приведенные на рис. I.7 и I.8) начинается лишь при высоком содержании воды в породе (около 50—55%). В связи с большим влиянием на кривые относительной проницаемости распределения пор по размерам направление и величина сдвига кривых для различных песчаников может быть неодинаковой.

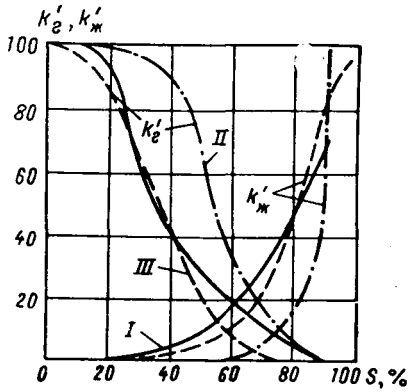


Рис. I.8. Относительное расположение кривых зависимости относительных проницаемостей от водонасыщенности пор жидкостью.
I — песков; *II* — песчаников; *III* — известняков с доломитами.

Из сказанного следует, что для промысловых расчетов необходимо пользоваться кривыми относительных проницаемостей, построенными для пород и пластовых жидкостей рассматриваемого месторождения. Однако необходимо учитывать, что в связи с чрезвычайно сложным характером механизма фильтрации в пористой среде нескольких фаз одновременно при лабораторных методах оценки

относительных проницаемостей получают значительный разброс точек. Это затрудняет учет влияния различных факторов на относительную проницаемость. Кроме того, имеющихся данных недостаточно, чтобы установить зависимость проницаемости от насыщенности для всех встречающихся видов пород. Поэтому в приближенных расчетах часто применяют приведенные выше кривые относительных проницаемостей для различных пород от их насыщенности независимо от конкретных свойств пород рассматриваемого месторождения. При этом полагают, что кривые для пород одного и того же класса приблизительно одинаковые и характеризуются в основном лишь степенью насыщенности породы различными фазами.

Движение смеси нефти, воды и газа в пористой среде

Экспериментально изучался поток при одновременном содержании в пористой среде нефти, воды и газа. Опытами установлено, что в зависимости от объемного насыщения порового пространства раз-

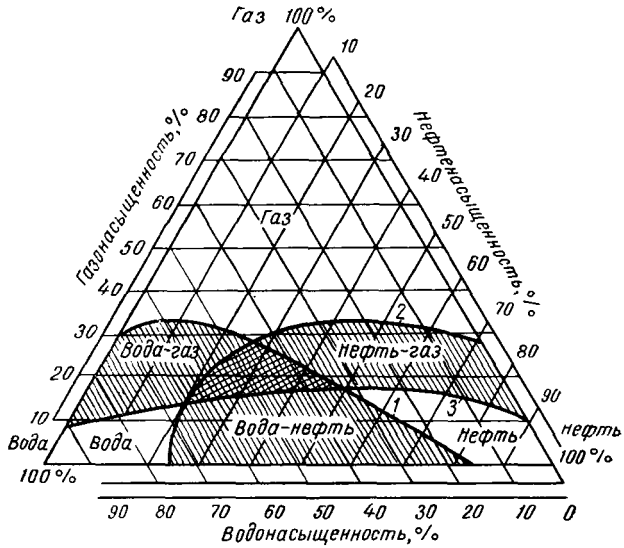


Рис. I.9. Области распространения одно-, двух- и трехфазного потоков.

личными компонентами возможно одно-, двух- и трехфазное движение. Результаты опытов обычно изображают в виде треугольных диаграмм (рис. I.9). На этом графике нанесены кривые, соединяющие точки с одинаковым содержанием соответствующей компоненты смеси в потоке. Кривая *1* соединяет точки, в которых содержание воды в потоке равно 5%. Кривая *2* — с содержанием в потоке 5% нефти и кривая *3* — с содержанием в потоке 5% газа. Вершины треугольника отвечают 100%-ному насыщению породы одной из

фаз; стороны треугольника, противолежащие соответствующим вершинам, — нулевому насыщению этой фазой [1].

Кривые линии, проведенные на основании экспериментальных данных, ограничивают на диаграмме возможные области одно-, двух- и трехфазного потоков. Так, при газонасыщенности среды меньше 10% и нефтенасыщенности меньше 23% в потоке практически будет содержаться одна вода.

Область существования трехфазного потока (заштрихованная центральная часть) расположена в пределах насыщенности песка: нефтью от 23 до 50%, водой от 33 до 64%, газом — от 14 до 30%. Эти пределы получены для несцементированных песков; для других пород они могут быть несколько отличными.

§ 6. ЗАВИСИМОСТЬ ПРОНИЦАЕМОСТИ ОТ ПОРИСТОСТИ И РАЗМЕРА ПОР

Прямой зависимости между проницаемостью и пористостью горных пород не существует. Например, трещиноватые известняки, имеющие малую пористость, часто обладают большой проницаемостью и, наоборот, глины, иногда характеризующиеся высокой пористостью, практически непроницаемы для жидкостей и газов, так как их поровое пространство слагается каналами субкапиллярного размера. Однако на основании среднестатистических данных можно сказать, что более проницаемые породы часто и более пористые [2] (рис. I.10).

Проницаемость пористой среды зависит преимущественно от размера поровых каналов, из которых слагается поровое пространство. Поэтому изучению структуры, строения и размеров пор уделяется большое внимание.

Зависимость проницаемости от размера пор можно получить путем приложения законов Дарси и Пуазейля к пористой среде, которую представим в виде системы трубок одинакового сечения. По закону Пуазейля расход Q жидкости через такую пористую среду составит

$$Q = \frac{n\pi R^4 F \Delta p}{8\mu L}, \qquad (I.14)$$

где n — число пор, приходящихся на единицу площади фильтрации;

R — радиус поровых каналов (или средний радиус пор среды);

---

[1] Методика проведения опытов описана в работе M. C. Leverett and W. B. Lewis. Steady Flow of Gas — Oil Water Mixtures-Trough Unconsolidated Sands, Trans. AIME (1941), 142, 107.

В качестве жидкостей и газа при опытах использовались керосин вязкостью 1,67 мПа · с, вода (0,25 N раствор поваренной соли) и азот. В качестве пористых сред использованы пески с проницаемостью от 5,4 до 16,2 Д.

[2] Установить зависимость проницаемости зернистой породы от пористости можно с помощью других параметров пористых сред, например удельной поверхности. Об этом см. гл. I, §§ 9 и 10.

F — площадь фильтрации;
Δp — перепад давления;
μ — динамическая вязкость жидкости;
L — длина пористой среды.

Коэффициент пористости среды

$$m = \frac{V_{пор}}{V_{обр}} = \frac{nF\pi R^2 L}{FL} = n\pi R^2. \qquad (I.15)$$

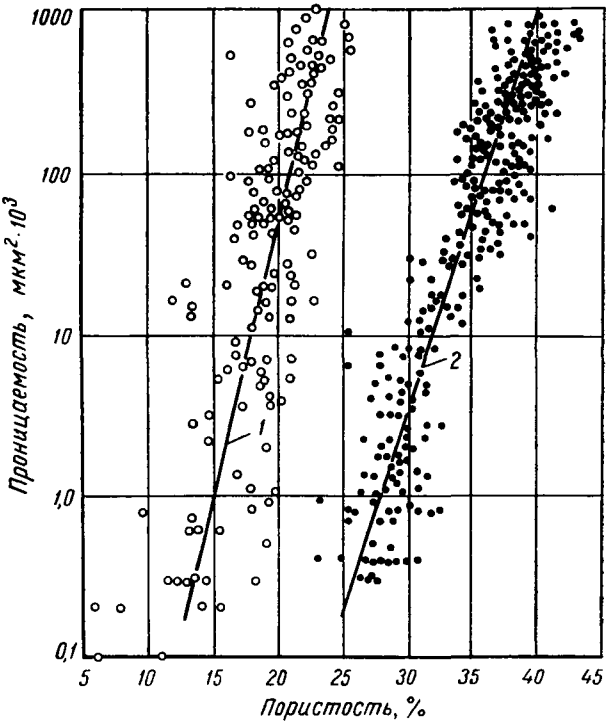


Рис. I.10. Зависимость между проницаемостью и пористостью пород двух коллекторов (по А. И. Леворсену).
1 — песчаник эоценового возраста; *2* — тонкозернистый песчаник мелового возраста.

Подставляя в формулу (I.14) вместо $n\,\pi R^2$ значение пористости m, получим

$$Q = \frac{mR^2 F\,\Delta p}{8\mu L}. \qquad (I.16)$$

По закону Дарси расход жидкости через эту же пористую среду

$$Q = \frac{k\,\Delta p F}{\mu L}. \qquad (I.17)$$

Здесь k — проницаемость пористой среды.

Приравнивая правые части формул (I.17) и (I.16), получим

$$k = \frac{mR^2}{8}.$$

Откуда

$$R = \sqrt{\frac{8k}{m}}. \qquad (I.18)$$

Если выразить проницаемость в дарси, то радиус поровых каналов R (в м) будет равен

$$R = \sqrt{\frac{8k}{m10^{12}}} = \frac{2}{7 \cdot 10^5}\sqrt{\frac{k}{m}}. \qquad (I.19)$$

Или, если R выразить в мкм, то

$$R = 2{,}86\sqrt{\frac{k}{m}}. \qquad (I.20)$$

Величина R, определенная по формуле (I.19), представляет собой радиус пор идеальной пористой среды, обладающей пористостью m и проницаемостью k. В приложении к реальной пористой среде величина R имеет условный смысл и не определяет среднего размера пор, так как не учитывает их извилистость и сложное строение.

По предложению Ф. И. Котяхова лучше вычислять средний радиус пор реальных пористых сред по эмпирической формуле

$$R = \frac{2}{7 \cdot 10^5}\sqrt{\frac{k\varphi}{m}}, \qquad (I.21)$$

где φ — структурный коэффициент, характеризующий отличительные особенности строения порового пространства реальных коллекторов. Величину φ можно оценить путем измерения электросопротивления пород. Для керамических пористых сред при изменении пористости от 0,39 до 0,28 по экспериментальным данным φ изменяется от 1,7 до 2,6. Структурный коэффициент для зернистых пород можно приблизительно определить также по эмпирической формуле

$$\varphi = \frac{0{,}5035}{m^{1{,}1}}. \qquad (I.22)$$

Другим широко применяемым методом исследования структуры и строения высокодисперсных пористых тел является экспериментальная порометрия — измерение размеров и характера распределения пор по размерам.

§ 7. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ПОР ПО РАЗМЕРАМ. КРИВЫЕ «КАПИЛЛЯРНОЕ ДАВЛЕНИЕ — НАСЫЩЕННОСТЬ ПОР СМАЧИВАЮЩЕЙ ФАЗОЙ»

Наиболее часто относительное содержание в пористой среде пор различного размера определяют методом вдавливания ртути в образец или методом «полупроницаемых перегородок».

При ртутной порометрии отмытый от нефти сухой образец помещают в камеру, заполняемую ртутью после вакуумирования. Ртуть вдавливается в поры образца специальным прессом при ступенчатом повышении давления. Радиус пор, в котором при этом вдавливается ртуть, определяется по формуле

$$p_к = \frac{2\sigma \cos\theta}{R}, \qquad (I.23)$$

где $p_к$ — капиллярное давление;

σ — поверхностное натяжение (для ртути $\sigma = 480$ мДж/м^2);

θ — угол смачивания (для ртути можно принять $\theta = 140°$);

R — радиус пор.

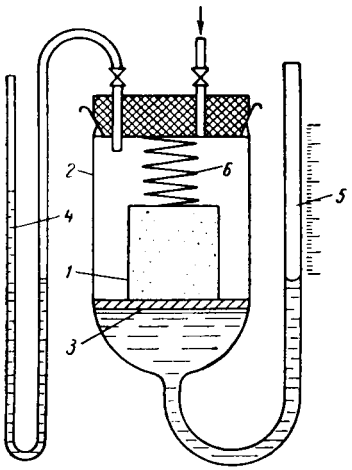


Рис. I.11. Прибор для изучения распределения пор по размерам методом «полупроницаемых перегородок».

1— образец; *2* — камера; *3* — мембрана (полупроницаемая перегородка); *4* — манометр; *5* — градуированная ловушка; *6* — пружина.

С повышением давления от p_1 до p_2 в камере прибора ртуть вдавливается только в те поры, в которых приложенное давление преодолело капиллярное давление менисков ртути, т. е. ртуть войдет в поры, радиус которых изменяется от $R_1 = \frac{2\sigma \cos\theta}{p_1}$ до $R_2 = \frac{2\sigma \cos\theta}{p_2}$. Суммарный объем этих пор, очевидно, будет равен объему ртути, вдавленной в образец при повышении давления от p_1 до p_2. Повышая постепенно давление в камере прибора, образец заполняют ртутью до тех пор, пока он не перестанет ее принимать. При этом регистрируют объемы ртути, вдавленной в образец, и соответствующие им давления. Содержание в образце пор различного размера определяют по описанной методике.

При изучении распределения пор по размерам методом «полупроницаемых (или малопроницаемых) перегородок» обычно пользуются прибором, схема которого изображена на рис. I.11. Образец *1*, насыщенный жидкостью (водой или керосином), устанавливают в камере *2* на полупроницаемую перегородку *3*, также насыщенную жидкостью. В качестве полупроницаемой перегородки используются керамические, фарфоровые или другие плитки, размеры пор которых значительно меньше средних пор образца. Жидкость из керна вытесняется азотом, давление которого создается внутри камеры *2* и регистрируется манометром *4*. При повышении давления азот вначале проникает в крупные поры образца и жидкость из них уходит через поры мембраны *3* в градуированную ловушку *5*. Азот из камеры *2* через мембрану *3* может прорваться только тогда, когда давление в ней превысит капиллярное давление менисков в порах мембраны. Повышая ступенями давление в камере *2* и регистрируя

соответствующие объемы жидкости, вытесненные в ловушку при различных давлениях, по формуле (I.23) определяют состав пор по размерам.

Результаты анализа обычно изображают в виде дифференциальных кривых распределения пор по размерам (рис. I.12), откладывая по оси абсцисс радиусы поровых каналов в микронах, а по оси ординат $F(R) = \frac{dV}{dR}$ изменения объема пор, приходящиеся на единицу изменения их радиуса.

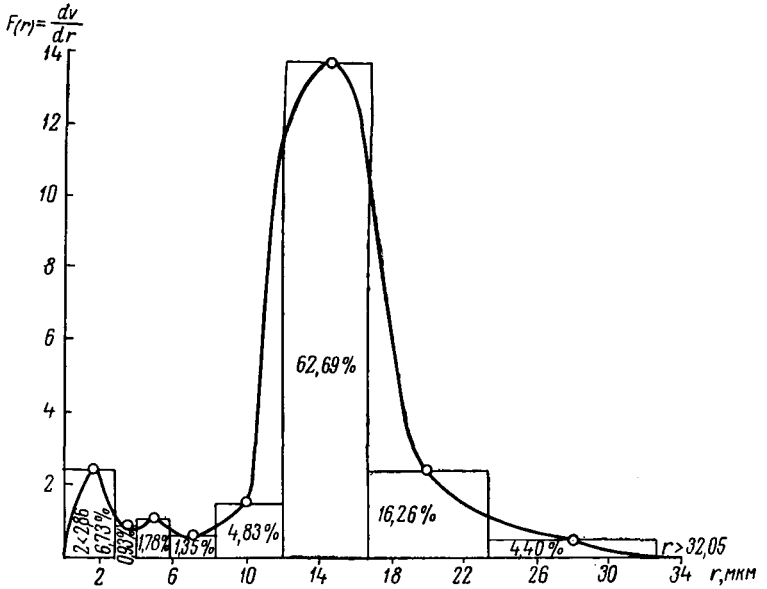


Рис. I.12. Дифференциальная кривая распределения пор по их размерам (по Ф. И. Котяхову).
Проницаемость образца 2,57 мкм², пористость 23,5%.

По данным Ф. И. Котяхова метод «полупроницаемых перегородок» дает несколько заниженные результаты. Это, по-видимому, происходит потому, что при расчетах по формуле (I.23) угол смачивания θ принимается равным нулю. Если предположить, что при вытеснении керосина воздухом или азотом из образца угол $\theta = 45°$, результаты опытов совпадают в большей степени.

Измерения показывают, что радиусы пор, по которым в основном происходит движение жидкостей, находятся в пределах 5—30 мкм.

Распределение пор по размерам можно также исследовать центробежным методом. Сущность его заключается в том, что при вращении насыщенного жидкостью образца развиваются центробежные силы, способствующие истечению из пор жидкой фазы. При вращении керна в центрифуге с возрастающей скоростью жидкость удаляется из пор уменьшающегося размера. В процессе опыта регистрируют

объемы жидкости, вытекающие из образца при соответствующей скорости вращения. По величине скорости рассчитываются центробежная сила и капиллярное давление, удерживающее оставшуюся жидкость в образце. По величине капиллярного давления устанавливается размер пор, из которых вытекла жидкость при данной скорости вращения. Так, получают кривую распределения пор по размерам. Большим преимуществом центробежного метода анализа является быстрота операций.

Легко убедиться, что по данным, полученным в процессе опыта по изучению распределения пор, можно построить кривые «капиллярное давление — водонасыщенность пор жидкостью». Типичный ее вид для пород различной проницаемости приведен на рис. I.13. По оси абсцисс откладывается водонасыщенность породы (в долях единицы или в процентах), а по ординате — капиллярное давление $p_к$, соответствующее данной водонасыщенности.

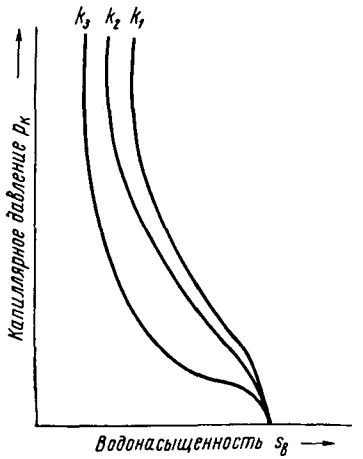


Рис. I.13. Типичные кривые зависимости «капиллярное давление — водонасыщенность».

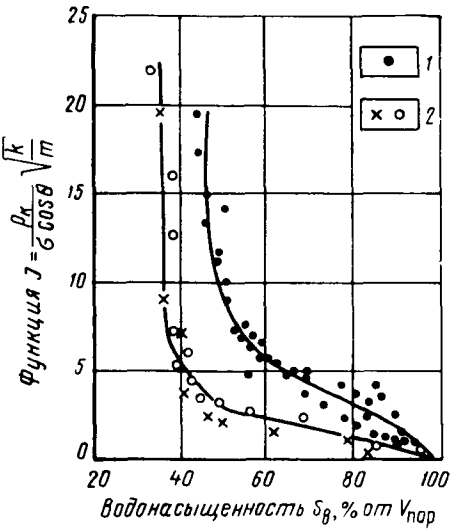


Рис. I.14. Зависимость функции Леверетта J от водонасыщенности для пород пластов VIII и IX нижнего мела, месторождения Зимняя Ставка (по данным Н. С. Гудок).

1 — алевролиты; *2* — песчаники (пористость пород $m = 20 \div 30\%$, проницаемость $k = 50 \div 300$ мД).

Считается, что метод «полупроницаемых перегородок» позволяет получить зависимости «$p_к$ — $S_в$», наиболее близкие к пластовым в связи с возможностью использования в опытах воды и нефти в качестве первоначально насыщающей образец фазы и вытесняющей среды. При этом по смачивающим и другим свойствам модельная система приближается к пластовой.

Зависимости «$p_к$ — $S_в$» широко используются при оценке остаточной водонасыщенности пород, изучении строения переходной зоны «нефть — вода», «вода — газ» и др.[1]

Как следует из рис. I.13, характер зависимости $p_к = f(S_в)$ в значительной степени определяется проницаемостью пористых сред. Очевидно, другие свойства пород, а также параметры жидкостей также влияют на форму кривых $p_к = f(S_в)$. Левереттом была впервые сделана попытка учесть влияние свойств пород и жидкостей и свести данные о зависимости капиллярного давления от насыщенности различных пластов в единую зависимость с помощью функции

$$J(S_в) = \frac{p_к}{\sigma \cos\theta}\sqrt{\frac{k}{m}}. \qquad (I.24)$$

Здесь все обозначения прежние.

Легко установить по формулам (I.20) и (I.23), что функция Леверетта представляет собой отношение капиллярного давления $p_к$, соответствующего различной степени насыщенности пор, к величине, пропорциональной среднему значению капиллярного давления, развиваемого менисками в порах со средним радиусом. Однако анализ показал, что предположение о вероятном совпадении зависимостей «функция Леверетта J — водонасыщенность $S_в$» для всех пород на практике не оправдалась. На рис. I.14 для примера приведены зависимости $J = f(S_в)$, полученные Н. С. Гудок, для различных пород продуктивных пластов нижнего мела прикумской нефтеносной области.

Для корреляции зависимостей $p_к = f(S_в)$, полученных для различных пород, применяются также статистические методы (об этом см. в последующих частях курса).

§ 8. ЛАБОРАТОРНЫЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПОРОД

Для определения абсолютной проницаемости горных пород существуют разнообразные приборы. Однако принципиальные схемы их устройства большей частью одинаковы — все они состоят из одних и тех же основных элементов: кернодержателя, позволяющего фильтровать жидкость и газы через пористую среду, устройств для измерения давления на входе и выходе из керна, расходомеров и приспособлений, создающих и поддерживающих постоянный расход жидкости или газа через образец породы (рис. I.15, *а*). Различаются они лишь тем, что одни из них предназначены для измерения проницаемости при больших давлениях, другие — при малых, а третьи — при вакууме. Одни приборы используются для определения проницаемости по воздуху, другие по жидкости. Поэтому отдельные их узлы имеют соответственно различное конструктивное оформление.

[1] Об этом см. в гл. III.

Кроме стационарных приборов, схема строения которых приведена на рис. I.15, *а*, для измерения проницаемости используются также упрощенные устройства [1]. Схема одного из них приведена на рис. I.15, *б*. Образец в кернодержателе одной стороной соединен с атмосферной трубкой, конец которой опущен под уровень воды. Создав через вентиль *7* разрежение под керном, уровень воды в трубке поднимают на некоторую высоту. После закрытия вентиля *7* фильтрация воздуха через керн осуществляется под действием переменного вакуума, величина которого равна высоте столба воды в трубке. Мерой проницаемости породы служит (при постоянстве размеров образца) время опускания мениска в трубке в заданном интервале.

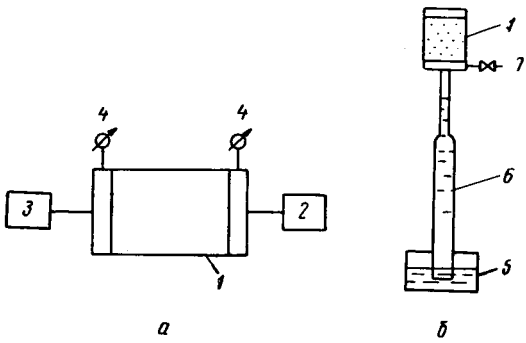


Рис. I.15. Схемы приборов для определения проницаемости пород.

1 — кернодержатель; *2* — расходомер; *3* — устройство, создающее постоянный расход жидкости или газа через керн; *4* — измерители перепада давления; *5* — сосуд с водой; *6* — стеклянная трубка; *7* — вентиль.

На практике оказывается, что проницаемость для жидкости обычно почти всегда меньше, чем для газа. Лишь при высокой проницаемости пород значения ее примерно одинаковы для жидкости и газа. Уменьшение проницаемости одной и той же породы для жидкости по сравнению с проницаемостью для газа происходит вследствие разбухания глинистых частиц и адсорбции жидкости при фильтрации нефти и воды через породы. (В последующих разделах мы увидим, что толщина адсорбционных слоев нефти иногда достигает величин, сравнимых с размерами поровых каналов малопроницаемой породы). Поэтому абсолютную проницаемость пород принято определять с помощью воздуха или газа. Состав газа на проницаемость пород заметно влияет только при высоком вакууме (при так называемом кнудсеновском режиме течения газа, когда столкновения молекул друг с другом редки по сравнению с ударами о стенки пор, т. е. когда газ настолько разрежен, что средняя длина пробега молекул сравнима с диаметром поровых каналов). В этих условиях проницаемость пород зависит от среднего давления, молекулярного веса газа и температуры и тем выше, чем меньше молекулярный вес и давление.

В пластовых условиях проницаемость горных пород практически мало зависит от состава газа. Проницаемости пород для нефти и воды пресной или пластовой обычно определяют при специальных

[1] Гороян В. И. Простой способ измерения абсолютной проницаемости коллекторов нефти и газа. НТС, «Нефтепромысловое дело», 1967, № 5.

исследованиях. В этом случае всегда необходимо указывать жидкость, используемую при определении проницаемости породы и ее физические свойства в условиях опыта.

Разница проницаемости одной и той же породы для воздуха, воды и нефти может достигать значительной величины.

Как уже упоминалось, величины фазовых проницаемостей, кроме степени насыщенности пористой среды различными фазами, зависят от ряда других факторов и специфических свойств конкретной пластовой системы. Поэтому при использовании в расчетах графиков относительной проницаемости фактические показатели иногда значительно отклоняются от расчетных. Во избежание этого для определения зависимости относительных проницаемостей от насыщенности нужно проводить специальные опыты, поставленные с учетом специфических свойств исследуемой пластовой системы.

Устройство установок, применяемых для этих целей, более сложное, чем установок, рассмотренных ранее, так как при этом необходимо моделировать многофазный поток, регистрировать насыщенность порового пространства различными фазами и расход нескольких фаз. Установки для исследования многофазного потока обычно состоят из следующих основных частей.

1. Приспособления для приготовления смесей и питания керна.
2. Кернодержатель специальной конструкции.
3. Приспособления и устройства для приема, разделения и измерения раздельного расхода жидкостей и газа.
4. Устройства для измерения насыщенности различными фазами пористой среды.
5. Приборы контроля и регулирования процесса фильтрации.

Насыщенность порового пространства различными фазами можно определить несколькими способами: измерением электропроводности пористой среды, взвешиванием образца («весовой метод») и т. д. При использовании первого из них измеряется электропроводность участка пористой среды и сравнением полученных данных с тарировочной кривой (заранее составленной и представляющей собой зависимость электропроводности среды от содержания в порах различных фаз) определяется насыщенность порового пространства соответствующими фазами. Такой метод пригоден, если одна из жидкостей, используемых при исследовании, является проводником электричества (соленая вода, водоглицериновые смеси и т. д.). Для этой цели используются специальные кернодержатели. Модель пласта ВНИИ, например, изготавливается из металлических труб, служащих одновременно и электродами, отделенных друг от друга не проводящими электричество пластмассовыми муфтами.

При «весовом» методе среднюю насыщенность образца жидкостью и газом определяют по изменению его массы, происходящему вследствие изменения газосодержания в поровом пространстве среды.

При движении многофазных систем проницаемость для каждой фазы определяется по следующим формулам:

$$Q_в = \frac{k_в F \Delta p}{\mu_в \Delta L}; \qquad (I.25)$$

$$Q_н = \frac{k_н F \Delta p}{\mu_н \Delta L};$$

$$\overline{Q}_г = \frac{k_г F \Delta p}{\mu_г \Delta L}.$$

Здесь $Q_в$, $Q_н$ и $\overline{Q}_г$ — соответственно расходы в единицу времени воды, нефти и средний расход газа в условиях образца;

$k_н$, $k_г$ и $k_в$ — фазовые проницаемости для нефти, газа и воды;

$\mu_в$, $\mu_н$ и $\mu_г$ — соответственно абсолютные вязкости воды, нефти и газа;

F — площадь фильтрации;

Δp — перепад давления;

ΔL — длина пористой среды.

Фазовые проницаемости рассчитываются также по результатам вытеснения из пористой среды одной фазы другой и по промысловым данным [1]. Приближенно их можно оценить также по кривым распределения пор по размерам.

§ 9. УДЕЛЬНАЯ ПОВЕРХНОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

Удельной поверхностью пород называется суммарная поверхность частиц или поровых каналов, содержащихся в единице объема образца. Удельная поверхность пористых тел зависит от степени дисперсности частиц, из которых они слагаются. Вследствие небольших размеров отдельных зерен песка и большой плотности их укладки поверхность порового пространства пласта может достигать огромных размеров, что значительно осложняет задачу полного извлечения нефти из породы.

Проницаемость, адсорбционная способность, содержание остаточной (реликтовой) воды и т. д. зависят от удельной поверхности нефтеносных пород. Очень важно знать ее величину также в связи с большим влиянием молекулярно-поверхностных сил на процессы фильтрации нефти. Работами советских ученых М. М. Кусакова, Б. В. Дерягина, К. Зинченко, Ф. А. Требина установлено, что кроме объемных свойств жидкостей и газов (например, плотности, вязкости) на законы фильтрации влияют еще и молекулярные явления, происходящие на контактах жидкости и породы. Эти молекулярно-поверхностные явления могут существенно изменять характер

---

[1] Кундин С. А., Куранов И. Ф. К вопросу о методике расчетов фазовых проницаемостей по данным опытов по нестационарному вытеснению нефти водой. Труды ВНИИ, вып. XXVIII. М., Гостоптехиздат, 1960.

фильтрации. Обычные объемные свойства жидкостей (вязкость, плотность) обусловливаются молекулами, распространенными внутри жидкой фазы. Поэтому в крупнозернистой породе с относительно небольшой удельной поверхностью молекулы, находящиеся на поверхности, почти не влияют на процесс фильтрации, так как их число весьма мало по сравнению с числом молекул, находящихся внутри объема жидкости. Если же пористая среда имеет большую удельную поверхность, то число поверхностных молекул жидкости возрастает и становится сравнимым с числом объемных молекул. Поэтому поверхностные явления в малопроницаемой породе могут оказать более значительное влияние на процесс фильтрации жидкости, чем в крупнозернистой.

Таким образом, удельная поверхность представляет одну из важнейших характеристик горной породы.

Следует отметить, что, несмотря на кажущуюся простоту понятия удельной поверхности, точное определение ее величины — сложная задача. Дело в том, что поры в пористой среде представлены каналами от десятков и сотен микрон (по диаметру) до величин, сравнимых с размерами молекул. Поэтому удельная поверхность глин или других адсорбентов, влияющая на процесс адсорбции, не имеет для данного пористого вещества определенной величины, а зависит от размера адсорбируемых молекул. Только для молекул, имеющих одинаковые размеры, можно по опытным данным получить близкие значения удельных поверхностей одного и того же адсорбента.

Для мелкопористых адсорбентов и существенно отличающихся по размерам адсорбируемых молекул наблюдаются значительные отклонения в величинах удельной поверхности (явление это носит название ультрапористости).

Легко установить, что если бы все частицы имели шарообразную форму, то поверхность всех частиц в 1 м^3 породы составит

$$S = \frac{6\,(1-m)}{d}, \tag{I.26}$$

где S — удельная поверхность в м^2/м^3;
m — пористость в долях единицы;
d — диаметр частиц в м.

Для естественных песков удельная поверхность вычисляется суммированием ее величины по каждой фракции гранулометрического состава

$$S = \frac{6\,(1-m)}{P} \sum \frac{P_i}{d_i}. \tag{I.27}$$

Здесь P — масса породы в кг;
P_i — масса данной фракции в кг;
d_i — средние диаметры фракций в м, определяемые по формуле

$$\frac{1}{d_i} = \frac{1}{2}\left(\frac{1}{d_i'} + \frac{1}{d_i''}\right), \tag{I.28}$$

где d_i' и d_i'' — ближайшие стандартные размеры отверстий сит.

По экспериментальным данным К. Г. Оркина при определении удельной поверхности по механическому составу в формулу (I.27) следует ввести поправочный коэффициент, учитывающий повышение удельной поверхности вследствие нешаровидности формы зерен, величина которого $\alpha = 1{,}2 \div 1{,}4$. Меньшие значения относятся к окатанным зернам, бо́льшие — к угловатым.

Используя уравнения, связывающие параметры фиктивного грунта, аналогичные формуле (I.26), можно также установить зависимость между удельной поверхностью и другими параметрами реальных пород. Для этого при выводе соответствующих формул реальный грунт с неоднородными частицами заменяют эквивалентным естественному фиктивным грунтом. Гидравлическое сопротивление фильтрации жидкости и удельная поверхность в этих грунтах одинаковые. Диаметр частиц фиктивного грунта принято называть эффективным $d_{эф}$. Сопоставляя формулы (I.26) и (I.27), можно видеть, что

$$d_{эф} = \frac{P}{\sum \frac{P_i}{d_i}} \tag{I.29}$$

или

$$S = \frac{6\,(1-m)}{d_{эф}}. \tag{I.30}$$

С другой стороны, удельную поверхность можно выразить через гидравлический радиус δ:

$$\delta = \frac{md}{6\,(1-m)} \tag{I.31}$$

или

$$S = \frac{m}{\delta}.$$

Гидравлический радиус, как известно, равен отношению площади порового канала к его периметру и для поры с круглым сечением с радиусом R

$$\delta = \frac{R}{2}.$$

Тогда можно написать

$$S = \frac{2m}{R}. \tag{I.32}$$

Подставляя в (I.32) значение R из формулы (I.18), получим

$$S = \frac{m\sqrt{m}}{\sqrt{2k}}, \tag{I.33}$$

где k — проницаемость в м²; S — удельная поверхность в м²/м³.

Если выразить проницаемость в мкм², то получим удельную поверхность в м²/м³:

$$S = \frac{7 \cdot 10^5 m\sqrt{m}}{\sqrt{k}}. \tag{I.34}$$

Из формул (I.33) и (I.34) следует, что чем меньше радиус поровых каналов и проницаемость породы, тем больше ее удельная поверхность.

Формула (I.34) представляет собой один из вариантов формул Козени — Кармана, устанавливающих зависимость коэффициента проницаемости от пористости, удельной поверхности и структуры порового пространства. В общем виде формула Козени — Кармана записывается в виде

$$k = \frac{m^3}{fS^2T^2}, \qquad (I.35)$$

где m — пористость породы (характеризующая динамическую полезную емкость коллектора);

S — удельная поверхность;

T — извилистость поровых каналов [1] (отношение среднестатистической длины каналов к длине керна);

f — коэффициент, учитывающий форму поровых каналов (изменяется от 2 до 3).

Величина извилистости T может достигать 6 и более [22].

§ 10. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ УДЕЛЬНОЙ ПОВЕРХНОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД

Кроме упомянутых способов определения удельной поверхности пород по их гранулометрическому составу, по величине пористости и проницаемости, существуют следующие способы оценки этого параметра пористых сред: фильтрационный, основанный на измерении сопротивления течению через пористое тело разреженного воздуха; адсорбционные, а также метод меченых атомов.

Методы определения удельной поверхности пористых сред, основанные на использовании пуазейлевского режима течения воздуха сквозь объект исследования (т. е. основанные на использовании формул типа (I.35)), применимы только для приближенной оценки поверхности грубозернистых однородных сред, ширина пор в которых намного больше длины свободного пробега молекул воздуха, так что не нужно учитывать скольжения газа по стенкам пор [2]. Движение газа в мелкодисперсной пористой среде существенно облегчается при скольжении молекул по стенкам пор, и сопротивление среды с высокой удельной поверхностью прохождению через нее газов иногда существенно меньше по сравнению с подсчитанными по формулам типа (I.35), не учитывающим скольжения газа по стенкам. Поэтому в данном случае можно использовать метод, основанный на измерении сопротивления течению через пористое тело разреженного воздуха при кнудсеновском режиме, имеющим скорее

[1] Извилистость каналов можно определить электрометрическими и другими способами [22].

[2] У стенок поровых каналов скорость движения газа в отличие от скорости движения жидкости не равна нулю.

диффузивный характер. Кнудсеновский режим наступает, когда максимальные просветы пор становятся меньше длины свободного пробега молекул газа и соударения молекул между собой становятся редкими (по сравнению с ударами о стенки пор). Зависимость молярной скорости течения газа от удельной поверхности и других параметров выражается равенством

$$S = \frac{24}{13}\sqrt{\frac{2}{\pi}}\,\frac{m^2}{Q\sqrt{MRT}}\,\frac{\Delta p}{\Delta x}, \qquad (I.36)$$

где S — удельная поверхность образца в м²/м³;

Q — число киломолей воздуха, протекающих через 1 м² сечения пористой среды толщиной Δx (в м) за 1 с при перепаде давления Δp (в Па);

M — относительная молекулярная масса воздуха в кг/кмоль;

R — универсальная газовая постоянная в Дж/кмоль·град;

T — температура опыта в °С.

Для определения удельной поверхности пористых тел по результатам измерения кнудсеновского режима фильтрации сконструированы специальные приборы [12].

Горные породы, слагающие пласт, заполнены жидкой средой — водой и нефтью. Удельная поверхность (например, глин и некоторых других пород) под действием водной среды может изменяться, и «сухие» способы ее измерения не всегда соответствуют действительным условиям залегания пород в естественных условиях.

Удельную поверхность пористых сред в водной среде обычно определяют методом адсорбции красителей или методом поверхностного обмера при помощи радиоактивных индикаторов. Площадь поверхности минералов S при этом рассчитывают по числу молекул радиоактивного индикатора, поглощенных пористой средой, и по площади, приходящейся на один атом данного радиоактивного вещества на поверхности кристалла:

$$S = a_m \omega N,$$

где a_m — число грамм-атомов вещества, связанного с 1 г твердой фазы;

ω — площадь, приходящаяся на один атом данного вещества на поверхности кристалла (величина, известная для многих веществ);

N — число Авогадро.

Количество радиоактивного иона, поглощенного веществом при его погружении в раствор, определяется по убыли активного фильтрата раствора вследствие поглощения меченого атома твердой фазой.

Особое место по точности занимает адсорбционный метод вследствие того, что поверхность пористой среды прощупывается такими малыми объектами, как молекулы адсорбируемого вещества, выстилая ими поверхность пористой среды. По количеству адсорбированного вещества (т. е. по числу его молекул) и площади, приходящейся

на один атом данного вещества, вычисляется удельная поверхность пористой среды.

При адсорбционных методах исследования удельной поверхности пористых сред необходимы сложная аппаратура, высококвалифицированные исполнители. Поэтому в лабораториях физики нефтяного пласта удельная поверхность пород обычно оценивается фильтрационными методами.

По результатам измерений Ф. И. Котяхова и Л. И. Рубинштейна удельная поверхность кернов, отобранных из продуктивных пластов Ромашкинского и Туймазинского месторождений, изменяется от 38 000 до 113 000 м²/м³.

§ 11. НЕОДНОРОДНОСТЬ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПОРОД. СТАТИСТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ЕЕ ОТОБРАЖЕНИЯ

Изменение условий осадконакопления в различные геологические эпохи, последующие процессы уплотнения пород и их цементация, переотложение солей и многие другие явления, происходившие в процессе генезиса нефтяных и газовых коллекторов, способствовали образованию пластов с неоднородными физическими свойствами пород. Поэтому значительная часть коллекторов характеризуется неоднородностью текстуры, минералогического состава и физических свойств по вертикали и горизонтали.

В связи с неравномерной пористостью пород при гидродинамических расчетах для определения запасов нефти приходится вычислять средние величины пористости.

Если установлено, что пласт состоит из n пропластков мощностями H_1, H_2,. . ., H_n с пористостью пород m_1, m_2,. . ., m_n, то средний коэффициент пористости пласта в районе скважины

$$\bar{m} = \frac{H_1 m_1 + H_2 m_2 + \ldots + H_n m_n}{H_1 + H_2 + \ldots + H_n} = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} H_i m_i}{\sum_{i=1}^{i=n} H_i}.$$

Если пробурено n скважин в пластах с мощностями H_1, H_2,. . ., H_n при средней величине пористости пород $\bar{m}_1$, $\bar{m}_2$,. . ., $\bar{m}_n$ и площадью дренирования, равной F_1, F_2,. . ., F_n, то среднюю пористость пород вычисляют по формуле

$$m = \frac{F_1 H_1 \bar{m}_1 + F_2 H_2 \bar{m}_2 + \ldots + F_n H_n \bar{m}_n}{F_1 H_1 + F_2 H_2 + \ldots + F_n H_n} = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} F_i H_i \bar{m}_i}{\sum_{i=1}^{i=n} F_i H_i}.$$

Аналогично определяется и средняя проницаемость пород.

Физические свойства коллектора по площади залежи изменяются в широких пределах. Эти изменения носят элемент случайности и осредненные значения параметров пласта оказываются недостаточными для характеристики его строения. Поэтому для характеристики неоднородного строения пород используется аппарат математической статистики, теории вероятностей и теории случайных функций. Эти разделы математики позволяют построить статистическую модель фильтрационного поля неоднородной пористой среды.

При использовании методов математической статистики для отображения и учета неоднородного строения пород принимается, что имеющийся керновый

материал является выборкой из генеральной совокупности — естественного коллектора. Исследуемое свойство пласта — проницаемость, пористость и т. д. принимается за случайную величину с определенной функцией распределения или интегральным законом распределения $F(x)$.

Последняя представляет собой, как известно, соотношение, устанавливающее связь между возможными значениями случайной величины и соответствующими им вероятностями их появления. Производная от функции распределения называется плотностью распределения или «плотностью вероятности»:

$$f(x) = F'(x).$$

Функция распределения $F(x)$ является универсальной характеристикой случайной величины, полностью определяющей ее с вероятностной точки зрения. Иногда для этого достаточно использовать лишь числовые характеристики, определяющие лишь наиболее существенные особенности распределения. Например, для указания среднего значения, около которого группируются все возможные значения случайной величины, используются характеристики положения: *математическое ожидание, мода, медиана.*

Допустим, что образцы, характеризующиеся свойством (например, проницаемостью) $x_1, x_2, \ldots, x_n$, появляются в анализе с вероятностью соответственно $p_1, p_2, p_3, \ldots, p_n$. Тогда среднее взвешенное значение проницаемости пород вычисляется по формуле

$$M(x) = \frac{x_1p_1 + x_2p_2 + \ldots + x_np_n}{p_1 + p_2 + \ldots + p_n} = \frac{\sum_{i=1}^{n} x_ip_i}{\sum_{i=1}^{i=n} p_i}. \qquad (I.37)$$

Известно, что $\sum_{i=1}^{i=n} p_i = 1$, т. е.

$$M(x) = \sum_{i=1}^{n} x_ip_i. \qquad (I.38)$$

Эта средневзвешенная величина и является математическим ожиданием.

Математическим ожиданием случайной величины называется сумма произведений всех возможных значений случайной величины на вероятности этих значений.

Если принять исследуемое свойство пород за непрерывную случайную величину, то

$$M(x) = \int_{-\infty}^{\infty} xf(x)\,dx, \qquad (I.39)$$

где $f(x)$ — плотность распределения исследуемого свойства.

Модой случайной величины принято называть то ее значение, в котором плотность вероятности максимальна (т. е. в случае прерывной случайной величины модой называется наиболее вероятное ее значение).

Распределение физических свойств пород может быть и полимодальным, если кривая распределения имеет более одного максимума. При симметричных распределениях мода и математическое ожидание совпадают.

Медианой случайной величины называется такое ее значение, при котором вероятность появления случайной величины больше или меньше медианы одинакова.

Медиана соответствует точке абсциссы, в которой площадь, ограниченная кривой распределений, делится пополам.

Числовыми характеристиками случайных величин, используемых для описания различных свойств распределения, являются моменты, дисперсия, среднее квадратическое отклонение.

Для описания свойств распределения случайной величины моменты в математической статистике используются по аналогии с механикой, где распределение масс характеризуется моментом инерции, статическим моментом и т. д. Для этого применяются моменты начальные и центральные.

Начальным моментом S-го порядка прерывной случайной величины x называется сумма

$$\alpha_S(x) = \sum_{i=1}^{n} x_i^S p_i. \tag{I.40}$$

Для непрерывных случайных величин x

$$\alpha_S(x) = \int_{-\infty}^{\infty} x^S f(x)\, dx. \tag{I.41}$$

Как следует из определения, математическое ожидание представляет собой первый начальный момент. В общем случае начальным моментом S-го порядка называется математическое ожидание S-й степени случайной величины

$$\alpha_S(x) = M(x^S). \tag{I.42}$$

Центральный момент связан с понятием центрированной случайной величины, которое представляет собой отклонение случайной величины x от ее математического ожидания:

$$x_0 = x - M(x). \tag{I.43}$$

Моменты центрированной случайной величины называются центральными моментами.

Центральный момент порядка S выражается суммой

$$\mu_S = \sum_{i=1}^{i=n} [x_i - M(x)]^S p_i \tag{I.44}$$

или интегралом

$$\mu_S = \int_{-\infty}^{\infty} [x - M(x)]^S f(x)\, dx. \tag{I.45}$$

Степень разбросанности распределения свойств горных пород около математического ожидания характеризуют наиболее часто вторым центральным моментом, который называют дисперсией случайной величины $D(x)$. Последняя представляет собой математическое ожидание квадрата соответствующей центрированной величины

$$\mu_2 = \nu(x) = M(x_0^2). \tag{I.46}$$

Определяют ее в соответствии с прерывностью или непрерывностью случайной величины по формуле

$$D(x) = \sum_{i=1}^{n} [x_i - M(x)]^2 p_i \tag{I.47}$$

или

$$D(x) = \int_{-\infty}^{\infty} [x - M(x)]^2 f(x)\, dx. \tag{I.48}$$

Нетрудно убедиться, что размерность дисперсии — квадрат размерности случайной величины. Поэтому для удобства пользования введена величина, размерность которой одинакова с размерностью случайной величины — среднее квадратическое отклонение, равное корню квадратному из дисперсии:

$$\sigma(x) = \sqrt{D(x)}. \tag{I.49}$$

В качестве относительной характеристики рассеивания используется также коэффициент вариации (изменчивости), который равен отношению среднего квадратического отклонения к математическому ожиданию

$$V = \frac{\sigma(x)}{M(x)}$$

или

$$V = \frac{\sigma(x)}{M(x)} 100. \tag{I.50}$$

Асимметрия распределения характеризуется третьим центральным моментом, так как если распределение симметрично относительно математического ожидания. то все моменты (см. формулу I.44) нечетного порядка равны нулю. Интеграл (I.45) при этих условиях (как интеграл в симметричных пределах от нечетной функции) также равен нулю.

Коэффициентом асимметрии принято называть безразмерную величину, равную третьему моменту μ_3, деленному на куб среднего квадратического отклонения σ^3:

$$S_к = \frac{\mu_3}{\sigma^3}. \tag{I.51}$$

Островершинность или плосковершинность распределения характеризуется с помощью четвертого центрального момента — эксцессом, который равен

$$Ex = \frac{\mu_4}{\sigma^4} - 3. \tag{I.52}$$

Для нормального распределения $\frac{\mu_4}{\sigma^4} = 3$ и, следовательно, эксцесс равен нулю. Это означает, что кривые с более плоской вершиной, чем нормальная кривая, обладают отрицательным эксцессом, с более острой — положительным.

Как уже упоминалось, числовые характеристики указывают лишь на некоторые существенные черты распределения случайной величины. Полная же исчерпывающая характеристика ее с вероятностной точки зрения дается функцией (законом) и плотностью распределения. Поэтому рассмотрим далее методы построения законов распределения случайных величин на основе опытных данных.

Допустим, что имеется значительное число (порядка сотен) «n» анализов какого-либо свойства x горных пород, слагающих изучаемый пласт. Из этого статистического материала строится статистический ряд, для чего весь диапазон значений x делится на интервалы или разряды. Число их z выбирают равным 10—20. При этом в дальнейшем оперируют числом случаев, значения которых находятся в пределах соответствующих интервалов. Последние необходимо выбрать так, чтобы они были равны для всех разрядов, а средняя величина рассматриваемого свойства, попавшего в интервал, не должна существенно отклоняться от значения середины данного интервала. Далее подсчитывается число значений x_i, приходящееся на каждый i-й разряд, и, разделив эту величину на общее число наблюдений n, находят частость (вероятность) случайного события, соответствующую данному разряду:

$$P_i = \frac{x_i}{n}.$$

Сумма частостей должна быть равна единице.

Результаты подсчета изображают в виде следующей таблицы, которую принято называть **статистическим рядом.**

Границы разделов	$x_1 \div x_2$	$x_2 \div x_3$	. . . .	$x_i \div x_{i+1}$	. . . .	$x_z \div x_{z+1}$
Частость P_i	P_1	P_2	. . .	P_i	. . .	P_z

Здесь $x_i \div x_{i+1}$ границы i-го разряда; z — число разрядов. Графическим изображением статистического ряда служит **гистограмма** (рис. I.16). При ее построении по оси абсцисс откладываются разряды и на каждом из них строится прямоугольник, площадь которого равна частости соответствующего разряда. Высота прямоугольника находится как частное от деления частости каждого разряда на его длину и, следовательно, при равенстве длин разрядов высоты прямоугольников будут пропорциональны соответствующим частостям.

Для полученного ряда определяют накопленные частости (вероятности) на конец каждого интервала, вычисляемые делением соответствующего значения накопленной частоты на общее число случаев. Под частотой понимается число появлений данного события (количество случаев). Графическое изображение накопленной частости представляет собой статистическую функцию распределения (кумулятивную кривую). При увеличении числа разрядов гистограмма приближается к графику плотности распределения случайной величины, а кумулятивная кривая — к функции распределения.

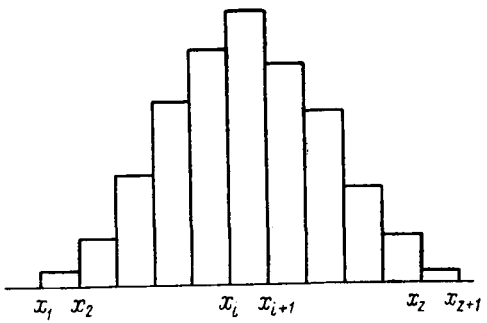


Рис. I.16. Гистограмма.

Однако практически редко имеется достаточно данных о свойствах пластов и поэтому статистическому распределению свойственны элементы случайности. Чтобы их избежать и определить лишь существенные черты анализируемого материала, статистический ряд выравнивается, т. е. подбирается теоретическая плавная кривая распределения, наилучшим образом описывающая полученное статистическое распределение.

По результатам многочисленных исследований распределение параметров, характеризующих свойство пород пласта, обычно асимметричное. Например, закон распределения проницаемости пород ряда залежей хорошо согласуется с теоретическим распределением, полученным М. М. Саттаровым [1], являющимся видоизмененным законом Максвелла.

Для исследования свойств пласта часто используются также нормальное и логарифмически-нормальное распределение. (Случайная величина называется распределенной логарифмически нормально, если ее логарифм распределен нормально). Эти законы характеризуются формулами, приведенными в табл. I.1. Здесь e — основание натурального логарифма; a, K_0, m и σ — параметры распределений; erf x — символ интеграла вероятности (табулированная функция).

$$\operatorname{erf} x = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^x e^{-t^2}\, dt. \qquad (I.53)$$

[1] Саттаров М. М. Труды УФНИИ, вып. 6, М., Гостоптехиздат, 1959.

Таблица I.1

Параметры	Закон распределения		
	Нормальный	Логарифмический нормальный	Распределение М. М. Саттарова
Плотность распределения $f(x)$	$\frac{1}{\sigma \cdot 2\pi} \cdot e^{-\frac{(x-m)^2}{2\sigma^2}}$	$\frac{1}{\sigma x \sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\frac{(\ln x - \ln m)^2}{2\sigma^2}}$	$\frac{2}{\sqrt{\pi}} e^{-\frac{x-a}{x_0}} \sqrt{\frac{x-a}{x_0}} \cdot \frac{1}{x_0}$
Закон распределения $F(x)$	$\frac{1}{2}\left[1+\operatorname{erf}\left(\frac{x-m}{\sigma\sqrt{2}}\right)\right]$	$\frac{1}{2}\left[1+\operatorname{erf}\left(\frac{\ln x-\ln m}{\sigma\sqrt{2}}\right)\right]$	$\operatorname{erf}\left(\sqrt{\frac{x-a}{x_0}}\right)-\frac{2}{\pi}\times$ $\times e^{-\frac{x-a}{x_0}} \sqrt{\frac{x-a}{x_0}}$
Среднее значение $M(x)$	m	$me^{\frac{\sigma^2}{2}}$	$\frac{3}{2}x_0+a$
Дисперсия $D(x)$	σ^2	$m^2e^{2\sigma^2}(1-e^{-\sigma^2})$	$\frac{3}{2}x_0^2$ (при $a=0$)

Стандартное отклонение $\sigma(x)$	σ	$e^{\sigma^2} m \sqrt{1-e^{-\sigma^2}}$	$x_0 \sqrt{1{,}5}$
Коэффициент вариации $V(x)$	$\frac{\sigma}{m}$	$e^{\frac{\sigma^2}{2}} \sqrt{1-e^{-\sigma^2}}$	$\frac{1{,}204}{1{,}5+\frac{a}{x_0}}$
Коэффициент асимметрии $\mu^3/\sigma^3(x)$	0	$\frac{e^{2\sigma^2}+e^{\sigma^2}-2}{\sqrt{e^{\sigma^2}-1}}$	1,661
Эксцесс $Ex=\frac{\mu^4}{\sigma^4(x)}-3$	0	$e^{4\sigma^2}+2e^{3\sigma^2}+3e^{2\sigma^2}-6$	7,0
Границы применения закона при исследовании физических параметров	$\infty > x \geqslant 0$	$\infty \geqslant x \geqslant 0$	$a \geqslant 0$
Границы изменения аргумента	$-\infty < x < \infty$	$0 < x < \infty$	$-\infty < x < \infty$

Смысл параметров a и x_0 в распределении М. М. Саттарова виден из рис. I.17, на котором нанесены функция и плотность распределения и диаграмма квантилей для случая, когда $a = 0{,}5$ *мкм*^{2} и $x_0 = \operatorname{ctg}\alpha = 1$ *мкм*^{2}.

Из рис. 17 (кривая *2*) следует, что каждому значению переменной величины (абсциссе) соответствует ордината, по которой можно определить общее число наблюдений, результаты которых не превышают данного значения переменной величины. Эта абсцисса называется **квантилью**, соответствующей данной доле. Квантиль, соответствующая накопленной вероятности (частости) P, называется P-квантилью. Обозначим ее через x_p. Например, для случая, приведенного на рис. I.17, квантиль, соответствующая накопленной вероятности 0,6, будет равна 2 (т. е. $x_{0,6} = 2$). Иначе говоря, если функция распределения $P = F(x)$ указывает зависимость вероятности P от значения случайной величины x, то **обратная функция** $x = G(P)$ определяет значения квантилей, соответствующие данным накопленным вероятностям.

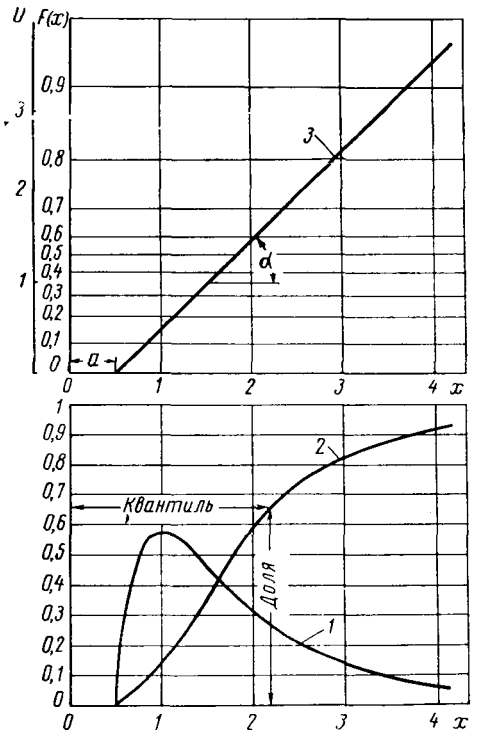


Рис. I.17. Кривые распределения М. М. Саттарова:

1 и *2* — плотность и функция распределения; *3* — диаграмма квантилей на вероятностной бумаге.

$U = \dfrac{x-a}{x_0}$; $x_0 = \operatorname{ctg}\alpha = 1$ мкм^2; $a = U_{x=0\cdot x_0}$; $x_0 = 0{,}5$ мкм^2.

Для быстроты и удобства подбора подходящей теоретической кривой и отыскания числовых характеристик распределения кривая распределения вычерчивается в виде диаграммы квантилей на «вероятностной бумаге». Последняя строится для каждого распределения таким образом, что график соответствующей функции распределения на ней представляет собой прямую линию. Это достигается путем выбора специальной шкалы на оси ординат, построенной так, что график функции распределения на этой сетке изображается прямой линией. При этом на оси ординат откладываются значения накопленных частостей, а на оси абсцисс — значение исследуемого параметра. В зависимости от строения шкалы абсцисс получают «вероятностную бумагу» для исследования различных функций распределения. Предварительный выбор «вероятностной бумаги» можно сделать по виду гистограммы. Например, для определения параметров и функции распределения случайной величины, гистограмма которой приведена на рис. 16, следует воспользоваться «вероятностной бумагой», применяемой для исследования нормального закона. Если это предположение окажется справедливым, то значения накопленных частостей, нанесенные на эту вероятностную бумагу, будут группироваться около одной прямой. Если нанесенные точки не группируются около одной прямой, то это означает, что исследуемое распределение не подчиняется нормальному закону или же имеет место неоднородное распределение.

При построении и анализе диаграммы квантилей нормального распределения исходят из следующих положений.

Началом отсчета значений случайной величины может служить ее среднее значение m (см. табл. I.1). Тогда используя стандартное отклонение σ как единицу отсчета, получим новую случайную величину

$$U = \frac{x - m}{\sigma}, \tag{I.54}$$

которая называется нормированной величиной. При этом функцию $F(x)$ с учетом новой переменной U можно представить в виде нормированного нормального распределения $\Phi(U)$.

При $U = \frac{x - m}{\sigma}$

$$F(x) = \Phi\left(\frac{x - m}{\sigma}\right) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\frac{x-m}{\sigma}} e^{-\frac{U^2}{2}} dU. \tag{I.55}$$

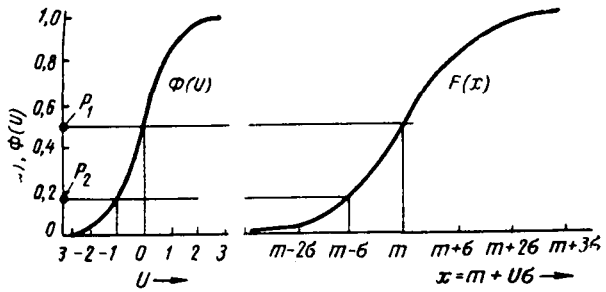


Рис. I.18. Кривая нормированного распределения $\Phi(U)$ и кривая распределения $F(x)$ при стандартном отклонении σ и среднем значении m.

Квантили U_p с накопленной вероятностью P можно найти из уравнения

$$\Phi(U_p) = P. \tag{I.56}$$

Поскольку

$$\Phi(U_p) = \Phi\left(\frac{x_p - m}{\sigma}\right) = P(x_p), \tag{I.57}$$

получим при $x_p = m - U_p\sigma$

$$U_p = \frac{x_p - m}{\sigma}. \tag{I.58}$$

Это означает, что если на диаграмме в прямоугольной системе координат значения x отложить по оси абсцисс, а значения P — по оси ординат, то мы получим прямую линию с угловым коэффициентом $1/\sigma$, проходящую через точку $(m, 0)$. Для удобства работ значения (x, U_p) наносят на «вероятностную бумагу».

Кроме графического способа, параметры распределения m и σ можно найти и по двум частным значениям функции распределения (x_1, P_1) и (x_2, P_2) по формулам (I.56) и (I.58), так как

$$\begin{aligned} m + U_1\sigma &= x_1; \\ m + U_2\sigma &= x_2. \end{aligned} \tag{I.59}$$

U_1 и U_2 можно определить из уравнений $\Phi(U_1) = p_1$ и $\Phi(U_2) = p_2$. Тогда

$$\sigma = \frac{x_1 - x_2}{U_1 - U_2}; \tag{I.60}$$

$$m = x_1 - U_1\sigma = x_2 - U_2\sigma. \tag{I.61}$$

Если в качестве двух частных значений взяты функции некоторых характерных точек нормального распределения, результат приобретает особо простую форму. Действительно, из рис. I.18 можно видеть, что точкам с накопленной вероятностью $P_1 = 50\%$ и $P_2 = 15{,}9\%$ соответствуют значения $U_1 = 0$ и $U_2 = -1$, так что

$$m = x_{50};$$

$$\sigma = x_{50} - x_{15{,}9}.$$

На этом основании для определения параметров m и σ на диаграммах распределения находят квантили, соответствующие накопленным вероятностям, равным 50% и 15,9%. Первая из них будет оценкой для величины средней m, а разность между двумя найденными квантилями — оценкой для стандартного отклонения σ.

Для логарифмически нормального распределения уравнение прямой, построенной в координатах $U_p - \ln x_p$ на логарифмически «вероятностной бумаге», будет

$$U_p = \frac{\ln x_p - \ln m}{\sigma} \quad (0 < x < \infty). \tag{I.62}$$

Если распределение подчиняется логарифмически нормальному закону, по аналогии с предыдущим, полученные точки накопленных частот статистического распределения будут группироваться около прямой на логарифмически-вероятностной бумаге. При этом математическое ожидание логарифма исследуемой величины $M(\ln x) = \ln m$ будет равно абсциссе точки соответствующей накопленной вероятности, равной 50%, а величина стандартного отклонения $\sigma(\ln x) = \ln m - \ln x_2$, где $\ln x_2$ — абсцисса точки с накопленной вероятностью $F(\ln x_2) = 0{,}159$.

Для функции распределения М. М. Саттарова уравнение прямой, построенной в координатах $U_p - x_p$ на «вероятностной бумаге», будет

$$U_p = \frac{x_p - a}{x_0}. \tag{I.63}$$

Следовательно, если распределение описывается функцией М. М. Саттарова, имеющиеся точки накопленных частот статистического распределения будут группироваться на соответствующей «вероятностной бумаге» около прямой, по положению которой и оцениваются параметры распределения (см. рис. I.17).

$$x_0 = \operatorname{ctg}\alpha = \frac{x'' - x'}{U'' - x'}; \quad a = U_{x=0}x_0.$$

Как уже упоминалось, при неоднородном распределении, т. е. когда оно является результатом соединения, например, двух генеральных совокупностей случайных величин с различными параметрами распределения, то фактическое расположение точек накопленных вероятностей отклоняются от линейного графика. Проверить неоднородное распределение, состоящее из нескольких нормальных, можно с помощью полулогарифмической бумаги, на которой строится зависимость $\lg a_j - x_j$, где x_j — середина j-го интервала случайной величины;

a_j — число случаев в j-м интервале. Если Δx мало, то для нормального распределения можно написать

$$a_j \approx n \int_{x_j-\frac{\Delta x}{2}}^{x_j+\frac{\Delta x}{2}} p(x)\,dx \cong n\,\Delta x p(x_j) = \frac{n\,\Delta x}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x_j-m)^2}{2\sigma^2}}, \qquad (I.64)$$

где n — общее число случаев.

Следовательно, точки x_j, $\lg a_j$ распределяются случайным образом вокруг параболы с осью симметрии $x = m$, так как

$$\lg a_j \approx \lg\left(\frac{n\,\Delta x}{\sigma\sqrt{2\pi}}\right) - \frac{M}{2\sigma^2}(x_j - m)^2 \qquad (I.65)$$

представляет собой уравнение параболы ($M = 0{,}43$).

При неоднородном распределении (состоящего, например, из двух нормальных) на полигоне частот, вычерченном в полулогарифмической сетке, будут различаться две параболы, соответствующие компонентам распределений. Это свойство и используется для разделения таких распределений. Параметры каждого из распределений далее уточняются также с использованием «вероятностной бумаги», как это было сказано выше. Статистические показатели определяются по каждому однородному распределению и по пласту в целом. Усредненные параметры неоднородного распределения находят по формулам

$$\left.\begin{aligned} f(x) &= \frac{1}{2\pi}\sum_{i=1}^{K}\frac{\alpha_i}{\sigma_i} e^{-\frac{(x-m_i)^2}{2\sigma_i^2}}; \\ M(x) &= \sum_{i=1}^{K}\alpha_i m_i; \\ \sigma(x) &= \sqrt{\sum_{i=1}^{K}\alpha_i(\sigma^2 + m_i^2) - M^2(x)}. \end{aligned}\right\} \qquad (I.66)$$

Здесь $\alpha_i = \frac{N_i}{N}$ — число случаев i-го однородного распределения;

N — общее число случаев;

$\sum_{1}^{K}\alpha_i = 1$;

K — число однородных распределений.

Если же неоднородность является следствием соединения двух или более генеральных совокупностей с логарифмически нормальным распределением каждой из них, то для их разбиения используется билогарифмическая бумага, на которой вычерчивается зависимость $\lg a_j$ от $\lg x_j$, где x_j — середина j-го интервала. При неоднородном распределении точки группируются около многовершинной кривой. Используя свойство симметрии логарифмически нормального распределения по отношению к $\ln m$, разделяют последнее на его составляющие.

В случае неоднородного распределения М. М. Саттарова разложение эмпирической функции на отдельные компоненты проводится исходя из следующего свойства функции распределения $F(x)$. При $x = x^*$ (где x^* — наиболее вероятное

значение случайной величины) значение функции равно постоянному числу независимо от числовых характеристик распределения:

$$x^* = \frac{1}{2}x + a;$$

$$\frac{x^* - a}{x_0} = \frac{a + \frac{1}{2}x_0 - a}{x_0} = 0{,}5;$$

$$F(0{,}5) \cong 0{,}2.$$

Наиболее вероятные значения x^* для любой из компонент распределения легко находятся, так как соответствуют наибольшему значению функции фактического распределения. Далее определяют вероятность любого интервала $x > x^*$ нисходящей ветви компоненты, свободной от влияния других компонент распределения. Вероятность значений $x < x^*$ определяется экстраполированием на диаграмме квантилей.

При изучении неоднородного строения пород статистически исследуются не только проницаемость и пористость пород, но и мощность коллекторов, коэффициент их начальной нефтенасыщенности.

Для более полной характеристики и отображения неоднородного строения пород вводятся также дополнительные понятия коэффициентов песчанистости и расчлененности.

Коэффициентом песчанистости принято называть отношение мощности песчаников к общей мощности эксплуатационного объекта. Коэффициент расчлененности представляет собой отношение числа пластов песчаников, суммированных по всем скважинам, пробуренным на площади, к общему числу скважин.

Следует отметить, что если упомянутые статистические методы исследования свойств коллекторов позволяют отобразить неоднородное строение коллекторов, то представление, например, проницаемости пород в виде случайной величины при построении моделей фильтрационных полей встречает ряд трудностей. Основная из них заключается в том, что при этом модель пласта получает существенную упорядоченность, в результате которой условия фильтрации нефти, газа и воды в модели и в натуре оказываются соответственно различными. Поэтому делаются попытки привлечь к построению статистических моделей фильтрационного поля теорию случайных функций [1].

С этой целью М. И. Швидлер, например, рассматривает проницаемость пород случайной функцией координаты в том смысле, что при изменении сетки скважин мы каждый раз получали бы несколько иную функцию $k = k(x, y)$ зависимости проницаемости от координат. Каждая из таких функций $k(x, y)$, которая возникает при той или иной сетке скважин, принимается за реализацию случайной функции $k = k(x, y)$. Множество таких реализаций $k(x, y)$ представляют собой случайную функцию $k = k(x, y)$.

Использование методов теории случайных функций позволяет дополнить упомянутые выше характеристики рассеивания свойств неоднородных пород новыми параметрами, которые свойственны случайным функциям.

§ 12. КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ТРЕЩИНОВАТЫХ ПОРОД

Вследствие совершенствования методов исследования коллекторов нефтяных месторождений и накопления богатого промыслового материала в последние годы стало известно, что во многих залежах коллекторские свойства пластов характеризуются не только обычной

[1] Швидлер М. И. Фильтрационные течения в неоднородных средах. М. Гостоптехиздат, 1963.

межзерновой пористостью, но в значительной степени также и наличием большого количества трещин.

Иногда емкость коллектора и промышленные запасы нефти в нем определяются преимущественно объемом трещин.

Залежи, связанные с трещиноватыми коллекторами, приурочены большей частью к плотным карбонатным породам, а в некоторых районах (Восточные Карпаты, Иркутский район и др.) и к терригенным отложениям. Пласты этих месторождений сложены плотными породами, очень часто не способными практически фильтровать сквозь себя жидкости (т. е. обладающими низкой межзерновой проницаемостью). Вместе с тем из них получают значительные притоки нефти к скважинам, что обеспечивается наличием разветвленной сети трещин, пронизывающих эти коллекторы.

Существуют различные мнения о том, что составляет емкость трещиноватого коллектора. По мнению некоторых исследователей, емкость трещиноватого коллектора определяется только объемом трещин, а по мнению других (в настоящее время наиболее признанному [38]) — она обусловливается пустотами трех видов.

1. Межзерновым поровым пространством. Величина пористости блоков обычно невелика (2—10%).

2. Кавернами и микрокарстовыми пустотами. Пористость, слагаемая пустотами этого вида, характерна для карбонатных пород, где она составляет значительную часть (13—15%) полезной емкости трещинного коллектора.

3. Пространством самих трещин, составляющих трещинную пористость. Пустоты этого вида составляют десятые и сотые доли процента относительно объема трещиноватой породы. Пока известно мало залежей, где трещинная пористость оказалась бы соизмеримой с объемом добываемой из них нефти. Чаще всего трещины, по-видимому, играют в основном роль путей фильтрации нефти и газа, связывающих воедино межзерновое пространство блоков, пустоты каверн и микрокарстов.

Исходя из основных коллекторских свойств, обусловливающих емкость и пути фильтрации в трещиноватых коллекторах, последние можно подразделить на следующие основные виды.

1. Коллекторы кавернозного типа. Емкость пород слагается из полостей каверн и карстов, связанных между собой и скважинами системой микротрещин. Приурочены в основном к карбонатным породам. Фильтрация жидкостей и газов в них осуществляется по микротрещинам, соединяющим мелкие каверны.

2. Коллекторы трещиноватого типа. Емкость коллектора определяется в основном трещинами. Коллекторы такого типа приурочены к карбонатным породам, а также к плотным песчаникам, хрупким сланцам и другим плотным породам. Фильтрация нефти и газа происходит только по системам микротрещин с раскрытостью свыше 5—10 *мкм*. Такие виды коллекторов пока мало распространены.

3. Коллекторы смешанные, представляющие собой сочетания и переходы по площади и по разрезу трещиноватого или кавернозного

коллекторов с нормальными. Коллекторы этого вида имеют, по-видимому, широкое распространение.

Установлено, что закономерности развития трещиноватости в горных породах связаны с тектоникой и направлением дизъюнктивных дислокаций и трещиноватость, как правило, выражена правильными геометрическими системами трещин.

По результатам исследований Е. М. Смехова и других сеть трещин обычно состоит из двух основных систем вертикальных нарушений сплошности, обладающих двумя взаимно перпендикулярными направлениями. Иногда сетка представляется одной системой горизонтальных трещин по отношению к плоскостям напластования (тонкослоистые и сланцеватые породы) или системой трещин с различной ориентацией (глины). Значительная же часть систем трещин имеет падения, близкие к вертикальным (относительно слоистости пород).

Часто наблюдается ориентированность трещиноватости по странам света. Простирание систем трещиноватости в общем согласуется с основным направлением крупных тектонических деформаций. В отдельных районах основные системы трещиноватости совпадают по всей толще осадочных пород независимо от их возраста.

Все это дает основание полагать, что ориентированность величины проницаемости отдельных участков продуктивных пластов относительно залежи, по-видимому, объясняется ориентированной системой трещин и зависимостью между направлениями основных систем трещиноватости и простираниями складок. Это подтверждается совпадением линий, соединяющих скважины с относительно большими дебитами, с направлением простирания основных систем трещиноватости.

Обычно строгой закономерности в распределении систем трещиноватости по элементам структур, к которым приурочены нефте- и газосодержащие залежи, не наблюдается, так как предполагается, что, кроме тектонического фактора, на распределение систем трещин на структуре влияют в некоторой степени и свойства самих пород. Вообще же наиболее трещиноваты те участки структуры, где изменяются углы падения пород — периклинали на пологих складках и своды на структурах с крутыми крыльями.

О раскрытости трещин на глубине также существуют различные мнения. В шахтах, по сравнению с нефтяными скважинами, имеющими незначительную глубину, иногда встречаются трещины с раскрытостью до 10 *см* (шахты Норильского района и Ухты, озокеритовые месторождения Бориславa). Большинство исследователей, однако, считают, что при значительных величинах горного давления на больших глубинах зияющие трещины не могли сохраниться. По результатам исследования ВНИГРИ раскрытость трещин нефтесодержащих пластов обычно составляет 10—20 *мкм*, и лишь иногда она возрастает до 30 *мкм*. В породах же, подверженных процессам растворения и перекристаллизации минералов, встречаются каверны и карсты значительных размеров.

Методика исследования коллекторских свойств трещиноватых горных пород имеет свои особенности. Их качества как коллектора характеризуются густотой и раскрытостью трещин, которые определяют трещинную пористость и проницаемость, обусловленную наличием в породе трещин.

Здесь следует подчеркнуть, что понятие «раскрытость» включает в себя некоторую условность. Существование трещин на больших глубинах в условиях проявления горного давления возможно только при наличии многочисленных контактов между стенками трещины. Площадь контактов по сравнению с поверхностью стенки мала и поэтому наличие их существенно не влияет на емкость и фильтрационные свойства трещин. На этом основании вводят понятие раскрытости трещин как преобладающей величины расстояний стенок трещин между контактами.

Уже отмечалось, что подавляющее большинство трещин, по-видимому, имеет тектоническое происхождение и объединяется в ориентированные системы. Поэтому далее будем рассматривать трещиноватость, характеризующуюся системами трещин, стенки которых можно принять за плоскости.

Исследованиями Е. М. Смехова и других установлено, что интенсивность растресканности зависит от литологических свойств пород. Растресканность у карбонатных пород обычно больше, чем у аргиллитов и песчано-алевритовых пород, песчаников и солей.

Раскрытость трещин также зависит от литологического состава пород и их происхождения. Величина раскрытости трещин различных пород колеблется в пределах 14 ÷ 80 *мкм* [36].

Интенсивность растресканности горной породы, рассеченной совокупностью трещин, характеризуется объемной T и поверхностной P плотностью трещин, которые определяются следующими соотношениями:

$$T = \frac{S}{V}, \quad P = \frac{l}{F}, \tag{I.67}$$

где S — площадь половины поверхности всех стенок трещин, секущих объем V породы;

l — суммарная длина следов всех трещин, выходящих на поверхность площадью F.

В качестве меры растресканности породы одной системой трещин служит густота трещин Γ, представляющая собой отношение количества трещин Δn, секущих нормаль их плоскостей, к элементу длины ΔL этой нормали:

$$\Gamma = \frac{\Delta n}{\Delta L}. \tag{I.68}$$

Для однородной трещиноватости, т. е. когда трещины находятся на равном расстоянии друг от друга, густота трещин

$$\Gamma = \frac{1}{L}, \tag{I.69}$$

где L — расстояние между трещинами в системе.

Наиболее представительной величиной является объемная плотность T — с ее помощью можно охарактеризовать трещиноватость с любой геометрией. Очевидно, поверхностная плотность P зависит от ориентации площадки измерения (рис. I.19, *2*) относительно направления трещин (рис. I.19, *1*), а густота Γ их характеризует только выделенную систему трещин.

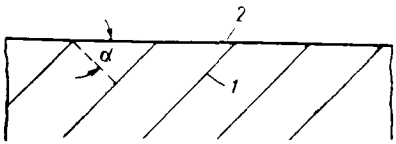


Рис. I.19.

Плотность трещиноватости пород может изменяться в широких пределах. Объемная плотность трещин девонских отложений Южно-Минусинской впадины (по наблюдениям в обнажениях на дневной поверхности), например, изменяется в пределах 9 ÷ 60 1/*м*.

Между T, P и Γ существует следующая связь:

$$T = \sum_{i=1}^{N} \Gamma_i; \quad T = \sum_{i=1}^{N} \frac{P_i}{\cos \alpha_i}; \quad P = \sum_{i=1}^{N} \Gamma_i \cos \alpha_i, \tag{I.70}$$

где N — число систем трещин;

α_i — угол между перпендикуляром к плоскости i-й системы трещин и площадкой, на которой измеряется величина P (см. рис. I.19).

Трещинная пористость для одной системы трещин

$$m_i = b_i \Gamma_i, \tag{I.71}$$

где b_i — раскрытость трещин.

Для системы трещин имеем

$$m_т = \sum_{i=1}^{N} m_i = \sum_{i=1}^{N} b_i \Gamma_i.$$

При $b_i = \text{const} = b$

$$m_т = bT. \tag{I.72}$$

Зависимость проницаемости пород от трещинной пористости и величины раскрытия трещин можно получить при помощи уравнения Буссинеска, согласно которому расход жидкости, приходящийся на единицу протяженности щели,

$$q = \frac{b^3}{12\mu} \frac{\partial p}{\partial x}, \tag{I.73}$$

где b — раскрытие трещины;

μ — динамическая вязкость жидкости;

$\frac{\partial p}{\partial x}$ — градиент давления.

Следовательно, расход жидкости через площадь фильтрации породы

$$Q = l \frac{b^3}{12\mu} \frac{\partial p}{\partial x}.$$

Приняв действительным равенство $m_т = b\frac{l}{F}$, получим

$$Q = \frac{Fm_т b^2}{12\mu}\frac{\partial p}{\partial x}. \qquad (I.74)$$

По закону Дарси расход жидкости через эту же породу

$$Q = \frac{k_т F}{\mu}\frac{\partial p}{\partial x}. \qquad (I.75)$$

Здесь $k_т$ — проницаемость трещин.

Приравнивая правые части уравнений (I.74) и (I.75), получим

$$k_т = 85\,000 b^2 m_т, \qquad (I.76)$$

где b — раскрытие трещины в мм;
$k_т$ — проницаемость в мкм^2;
$m_т$ — трещинная пористость в долях единицы.

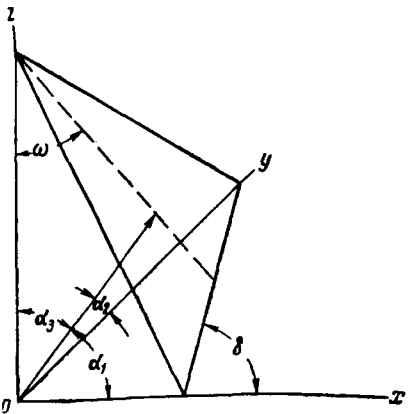


Рис. I.20. Ориентирование плоскости трещин в пространстве.

Формула (I.76) действительна для случая, когда трещины перпендикулярны поверхности фильтрации. В действительности трещины могут располагаться произвольно и поэтому проницаемость трещиноватой породы зависит от простирания их систем и направления фильтрации. Поэтому ориентированность трещин является важным параметром. Она определяется известными методами фиксации положения плоскости в пространстве — по азимуту падения δ и углу падения ω или же по направляющим косинусов единичного вектора нормали к плоскости трещины ($\cos\alpha_1$, $\cos\alpha_2$, $\cos\alpha_3$, где α_1, α_2 и α_3 — углы между единичным вектором и осями координат — см. рис. I.20).

В общем случае, если трещины располагаются произвольно, а проницаемость рассчитывается для любого горизонтального направления фильтрации, то формула для расчета проницаемости имеет вид

$$k_т = 8{,}45 \cdot 10^6 \sum_{i=1}^{n} b_i^3 \Gamma_i (\sin^2\omega_i \cos^2\varphi_i + \cos^2\omega_i),$$

где b и Γ — раскрытость и густота трещин соответственно в *см* и *1/см*;
ω_i — угол падения трещин данной системы;
φ — угол между задаваемым направлением фильтрации и простиранием данной системы трещин.

Параметры трещиноватости находят также по керновому материалу и по шлифам. При микроскопическом исследовании шлифа

определяется раскрытие трещин, их протяженность и площадь шлифа. Параметры трещиноватых пород подсчитывают по формулам

$$k_т = A\frac{b^3 l}{S}; \tag{I.77}$$

$$m_т = \frac{bl}{S}; \tag{I.78}$$

$$\Gamma = \frac{l}{S}. \tag{I.79}$$

Здесь $k_т$ — трещинная проницаемость в мкм^2;
A — численный коэффициент, зависящий от геометрии систем трещин в породе [1] (для трех взаимно перпендикулярных систем трещин $A = 2{,}28 \cdot 10^6$; для хаотически расположенных трещин $A = 1{,}71 \cdot 10^6$);
l — протяженность трещин в шлифе в см;
S — площадь шлифа в см^2;
$m_т$ — величина трещинной пористости в долях единицы;
Γ — густота трещин.

Для определения параметров трещиноватости используются геологические, геофизические и гидродинамические методы исследования трещиноватых пород [39].

При геологических методах получают достоверные сведения о плотности трещин и их ориентированности. Раскрытость же поверхностных трещин подвержена влиянию эрозии.

Геофизические методы исследования трещиноватых коллекторов основаны на зависимости свойств потенциальных полей (электрических, гравитационных, упругих и т. д.) от параметров трещиноватости. Эти методы находятся в стадии развития и становления.

Все более широко применяются гидродинамические методы исследования параметров трещиноватых коллекторов. Они основаны на использовании результатов исследования скважин. Показатели работы скважин (зависимость дебита от забойного давления, скорость восстановления давления в остановленной скважине и т. д.) зависят от параметров трещиноватости коллектора. Эти методы подробно излагаются в курсах разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.

Многочисленные измерения показывают, что трещинная пористость составляет небольшую величину от общей пористости трещиноватой породы — она обычно не превышает 1% и часто измеряется величиной менее 0,1%. В противоположность этому проницаемость трещинного коллектора обычно определяется пропускной способностью трещин, ибо трещинные коллекторы, как правило, связаны с плотными и хрупкими породами, межзерновая проницаемость блоков которых редко превышает 0,1 *мкм*^{2}.

[1] Подробное описание метода, практику измерений см. в работе [39].

Значительное внимание уделяется в последнее время изучению фазовых проницаемостей трещинного коллектора при многофазном потоке [1]. Однако различные исследователи получили не одинаковые данные о характере одновременного течения двух несмешивающихся жидкостей в системе трещин. В одних случаях кривые фазовых проницаемостей близки к прямым линиям, являющихся диагоналями прямоугольника, а в других — напоминают известные графики фазовых проницаемостей зернистых пористых сред. Эта проблема требует дальнейших исследований.

---

[1] Гурбанов Р. С., Ковалев А. Г., Пейсахов С. И. Об относительных фазовых проницаемостях при фильтрации в трещиноватых коллекторах двухфазных систем. Изв. вузов. «Нефть и газ», № 3, 1967.

Мирзаджанзаде А. Х., Гурбанов Р. С., Ковалев А. Г., Пейсахов С. И. Об относительных фазовых проницаемостях при фильтрации трехфазных систем в трещинных коллекторах. «Нефть и газ», № 11, 1967.

ГЛАВА II

ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ И ТЕПЛОВЫЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

Упругость, прочность на сжатие и разрыв, пластичность — наиболее важные механические свойства горных пород, влияющие на ряд процессов, происходящих в пласте в период разработки и эксплуатации месторождений.

Так, например, от упругих свойств горных пород и упругости пластовых жидкостей зависит перераспределение давления в пласте во время эксплуатации месторождения. Запас упругой энергии, освобождающейся при снижении давления, может быть значительным источником энергии, под действием которой происходит движение нефти по пласту к забоям скважин. Действительно, если пластовое давление снижается, то жидкость (вода и нефть) расширяется, а поровые каналы сужаются. Упругость пород и жидкостей очень мала, но вследствие огромных размеров пластовых водонапорных систем в процессе эксплуатации значительное количество жидкости (упругий запас) дополнительно вытесняется из пласта в скважины за счет расширения объема жидкости и уменьшения объема пор при снижении пластового давления.

Не менее существенный эффект упругости жидкости и пласта заключается в том, что давление в пласте перераспределяется не мгновенно, а постепенно после всякого изменения режима работы скважины, после ввода новой или остановки старой скважины. Таким образом, при большой емкости пласта и высоком пластовом давлении с самого начала эксплуатации пласт будет находиться в условиях, для которых характерны длительные неустановившиеся процессы перераспределения пластового давления. Скорости этих процессов в значительной мере определяются упругими свойствами пород и жидкостей. Оказывается, что по скорости перераспределения давления при известных упругих свойствах пород и жидкости можно судить о проницаемости и других параметрах [1].

В процессе эксплуатации месторождения весьма важно знать также и прочность пород на сжатие и разрыв. Эти данные наряду

[1] Об этом подробнее см. в курсе «Технология и техника добычи нефти».

с модулем упругости необходимы при изучении процессов искусственного воздействия на породы призабойной зоны скважин (торпедирование, гидроразрыв пластов), широко применяемых в нефтепромысловом деле для увеличения притока нефти.

При рассмотрении физических свойств горных пород следует учитывать, что в зависимости от условий залегания механические свойства породы могут резко изменяться.

§ 1. НАПРЯЖЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПОРОД В УСЛОВИЯХ ЗАЛЕГАНИЯ В МАССИВЕ

Горные породы, налегая друг на друга, находятся в определенном напряженном состоянии, вызванном собственным весом пород и определяющимся глубиной залегания и характером самих пород. До нарушения условий залегания пород скважиной внешнее давление от собственного веса вышележащих пород и возникающие в породе ответные напряжения находятся в условиях равновесия.

Составляющие этого нормального поля напряжений имеют следующие значения.

По вертикали

$$\sigma_z = \rho g H,$$

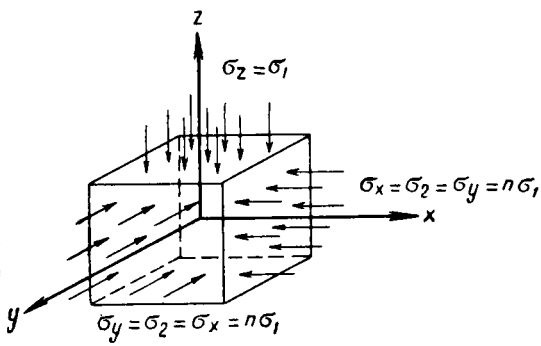


Рис. II.1.

где σ_z — вертикальная составляющая напряжений;
ρ — плотность породы;
g — ускорение силы тяжести;
H — глубина залегания пласта.

По горизонтали (в простейшем случае)

$$\sigma_y = \sigma_x = n\rho g H,$$

где n — коэффициент бокового распора.

Величина n для пластичных и жидких пород типа плывунов равна единице (и тогда горизонтальное напряжение определяется гидростатическим законом), а для плотных и крепких пород в нормальных условиях, не осложненных тектонически, коэффициент бокового распора выражается во многих случаях долями единицы.

Коэффициент бокового распора и горизонтального давления можно приближенно оценить из следующего [35].

Выделим элементарный объем горной породы (рис. II.1). Относительная деформация, которую это тело получило бы, например, вдоль оси x при сжатии его тремя взаимно перпендикулярными,

равномерно распределенными силами, выраженными главными напряжениями ($\sigma_z = \sigma_1$; $\sigma_y = \sigma_2 = \sigma_x = n\sigma_1$), была равна

$$\varepsilon_x = \frac{1}{E}[\sigma_x - \nu(\sigma_y + \sigma_z)], \qquad (II.1)$$

где E — модуль Юнга;

ν — коэффициент поперечной деформации — коэффициент Пуассона [1].

Если принять, что в процессе осадконакопления происходило только сжатие пород в вертикальном направлении, а в горизонтальном направлении деформаций не происходило, то

$$\varepsilon_x = \varepsilon_y = 0.$$

Тогда, исходя из уравнения (II.1), получим

$$\sigma_x = \sigma_y = \frac{\nu}{1-\nu}\sigma_z, \qquad (II.2)$$

т. е. коэффициент бокового распора

$$n = \frac{\nu}{1-\nu}.$$

Если принять для пород значение коэффициента Пуассона равным $\nu = 0{,}3$, получим

$$\sigma_x = 0{,}43\sigma_z. \qquad (II.3)$$

Формула (II.2) выведена для условий, когда справедливо предположение об отсутствии деформаций пласта в горизонтальном направлении и когда не учитывается пластичность горных пород. В условиях реальных пластов эти предположения не всегда справедливы, и в них поэтому возможны более сложные напряженные состояния горных пород.

При достаточно больших давлениях на значительных глубинах, по-видимому, происходит выравнивание напряжений вплоть до величин, определяемых гидростатическим законом, так как предполагается, что за длительные геологические периоды породы испытывают пластические или псевдопластические деформации. Однако чаще всего вследствие интенсивных тектонических процессов, происходивших в земной коре в течение геологических периодов, горные породы многократно деформировались, что, по-видимому, сопровождалось возникновением значительных различий между главными напряжениями. В областях, где в результате тектонических процессов происходили боковое сдавливание пород и образование надвигов, наиболь-

---

[1] Деформация тел происходит по направлению действия силы. При этом происходят поперечные деформации, перпендикулярные направлению силы, т. е. происходит расширение тела при его сжатии или сужение при растяжении. Поперечная деформация $\varepsilon_п$ составляет часть продольной ε:

$$\varepsilon_п = -\nu\varepsilon.$$

шим должно быть горизонтальное напряжение, которое, по-видимому, может иногда в 2—3 раза превышать вертикальное горное давление. В зонах возникновения сбросов, не сопровождавшихся боковым сжатием, вертикальные напряжения пород должны значительно превышать горизонтальные.

§ 2. НАПРЯЖЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПОРОД В РАЙОНЕ ГОРНЫХ ВЫРАБОТОК

Призабойная зона скважин представляет собой область пласта, от характеристики которого зависит производительность скважин. Эта область самого узкого сечения потока в процессе вскрытия пласта и эксплуатации скважин подвержена воздействию раствора воды, цемента, отложения парафина, солей и смол, заиливания и т. д., в результате чего уменьшается приток нефти и газа. Поэтому свойствам пород призабойной зоны и процессам, происходящим в этой области, уделяется особое внимание. С бурением скважины изменяется начальное напряженное состояние пород, так как происходят возмущения в естественном поле напряжений. В глубине пластов породы всесторонне сжаты, а по мере приближения к скважине они будут находиться в условиях, близких к одноосному сжатию. В результате пластичные породы (некоторые глины и глинистые сланцы) частично выдавливаются в скважину и удаляются в процессе бурения. В результате вертикальное горное давление на породы нефтяного пласта в районе скважины оказывается частично уменьшенным. При этом в простом естественном поле напряжений появляется зона аномалий. В горном деле установлено, что область аномалий, имеющая практическое значение, невелика; она только в несколько раз превосходит размеры горной выработки. Вместе с тем в этой области происходят существенные изменения условий залегания горных пород, которые могут быть причиной значительных изменений их фильтрационных свойств.

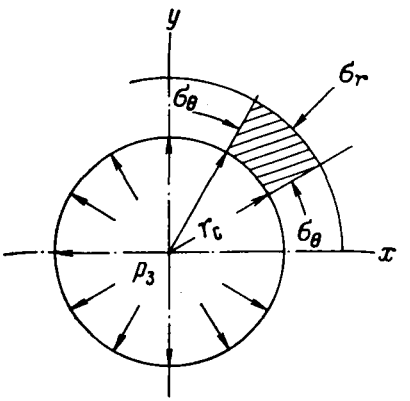


Рис. II.2. Схема распределения действующих напряжений в элементе породы призабойной зоны скважин.

В простейшем случае (если рассматривать призабойную зону, как однородный упругий толстостенный сосуд) поиски распределения напряжений в этой зоне можно свести к решению задачи Ламе (рис. II.2).

Как известно, напряжение в толстостенном цилиндре, сечения которого образованы концентрическими окружностями, подвержен-

ном действию равномерно распределенных сил, определяется соотношениями

$$\sigma_r = \frac{E}{1-\nu^2}\left[C_1(1+\nu)+C_2(1-\nu)\frac{1}{r^2}\right]; \qquad \text{(II.4)}$$

$$\sigma_\theta = \frac{E}{1-\nu^2}\left[C_1(1+\nu)-C_2(1-\nu)\frac{1}{r^2}\right], \qquad \text{(II.5)}$$

где σ_r — радиальная компонента нормального напряжения;

σ_θ — окружное или тангенциальное нормальное напряжение (в направлении касательной к окружности, на которой выделен элементарный объем dV на рис. II.22);

r — расстояние от оси;

C_1 и C_2 — постоянные интегрирования, которые можно определить из граничных условий:

при $r = r_c$; $\sigma_r = p_з$ (забойному давлению);

при $r = \infty$; $\sigma_\theta = \sigma_r = \rho g H$ (горному давлению).

Для упрощения формулы (II.4) и (II.5) запишем с другими постоянными в виде

$$\sigma_r = C + \frac{D}{r^2}; \qquad \text{(II.6)}$$

$$\sigma_\theta = C - \frac{D}{r^2}.$$

По этим формулам можно вычислить окружные и радиальные напряжения на разных расстояниях r от оси скважины.

Из граничных условий найдем

при $r = r_c$

$$\sigma_r = p_з = C + \frac{D}{r_c^2};$$

при $r = \infty$

$$\sigma_r = \rho g H = C + \frac{D}{\infty} = C.$$

Следовательно,

$$\sigma_r = \rho g H\left(1 - \frac{r_c^2}{r^2}\right) + p_з \frac{r_c^2}{r^2}; \qquad \text{(II.7)}$$

$$\sigma_\theta = \rho g H\left(1 + \frac{r_c^2}{r^2}\right) - p_з \frac{r_c^2}{r^2}. \qquad \text{(II.8)}$$

Из формул (II.7) и (II.8) следует:

при $r = r_c$

$$\sigma_r = p_з; \quad \sigma_\theta = 2\rho g H - p_з, \qquad \text{(II.9)}$$

т. е. на стенке скважины могут действовать окружные сжимающие напряжения, величина которых при $p_з = 0$ достигает двойного значения горного давления. Это означает, что при наличии пород недостаточной прочности в призабойной зоне возможно их разрушение под действием тангенциальных напряжений и ухудшение фильтрационных свойств пород вследствие их сжатия под влиянием этих нагрузок. Область аномалий, имеющая практическое значение,

невелика; она лишь в несколько раз превосходит размеры горной выработки. Но последствия от нарушения скважиной начального поля напряжений могут существенно влиять на качество скважины и показатели ее работы в целом или отдельных участков продуктивного пласта.

Количественные зависимости коллекторских свойств горных пород от действующих в пласте напряжений мы рассмотрим позднее. В начале обратимся к физическим процессам, которые протекают в породе при изменении напряженного состояния.

§ 3. ДЕФОРМАЦИОННЫЕ И ПРОЧНОСТНЫЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

Большая часть горных пород при отсутствии высокого всестороннего давления как в условиях одноосного, так и сложного напряженного состояния, при быстром нагружении или разгрузке в большом диапазоне напряжений хорошо подчиняются закону Гука.

По мере увеличения напряжения на сжатие усиливается и деформация (рис. II.3). При нагрузке, соответствующей пределу прочности образца $\sigma_{сж}$, происходит его разрушение. Характер зависимости между напряжением и деформацией определяется продолжительностью действия нагрузки на образец — при медленном нагружении деформация почти всех горных пород отклоняется от закона прямой пропорциональности (кривая с $t=\infty$). Рассматривая кривые $t=0$ и $t=\infty$ (рис. II.3), можно заметить, что при напряжениях, меньших σ_S, остаточной деформации не наблюдается как при мгновенной нагрузке ($t=0$), так и при нагрузке и разгрузке с длительной выдержкой ($t=\infty$).

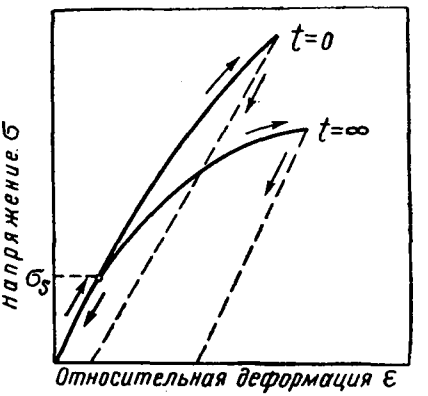


Рис. II.3. Схематические зависимости деформаций глинистого сланца от напряжений при одноосном сжатии.

У большей части пород необратимые пластические деформации при медленном нагружении появляются при напряжениях σ_S, составляющих 10—15% от разрушающих. Пластические деформации при многократной нагрузке и разгрузке постепенно уменьшаются в каждом цикле. При длительном действии постоянной нагрузки на образцы горных пород обнаруживается ползучесть (если нагрузка в течение длительного времени остается постоянной, то горная порода продолжает деформироваться). Твердые же горные породы сохраняют упругие свойства при нагружении до напряжений, составляющих 70—75% разрушающих.

При изучении причудливого строения складок осадочных пород возникает вопрос: как могут твердые породы изменять свою форму без появления видимых трещин и какие процессы при этом происходят внутри породы?

Горные породы условно разделяются на твердые, пластичные, сыпучие и т. д. Однако хрупкость или пластичность не является их постоянным свойством. Почти все породы при различных условиях приложения нагрузки могут вести себя и как хрупкие и как пластичные тела. При растяжении, изгибе и одноосном сжатии пластические свойства горных пород почти не проявляются. Разрушение пород происходит без заметной пластической деформации. При всестороннем сжатии многие горные породы, хрупкие при простых деформациях, приобретают значительные пластические свойства. Правда, горные породы, как правило, ограниченно пластичны.

В процессе лабораторных испытаний таких пород, как песчаник, глинистый сланец и другие, не обнаружен переход в пластическое состояние при всестороннем сжатии с давлением, соответствующим глубине залегания более 3000 *м*. Вместе с тем практика горных работ показывает, что часто и на меньших глубинах происходят деформации этих пород, похожие на пластические.

В зависимости от состава и свойств пород, условий их залегания и действия нагрузки механизм пластических деформаций может быть различен. Иногда пластические деформации пород происходят вследствие межзерновых и трансляционных движений и явлений перекристаллизации. Если сжимать породы типа песчаников, известняков и др., состоящие из сцементированных зерен кварца или мелких сросшихся кристаллов кальцита, отдельные зерна могут двигаться независимо друг от друга. Каждое зерно под нагрузкой движется и вращается около соседних. В результате такого перемещения зерен, которое можно рассматривать как межзерновое, порода приобретает ограниченные пластические свойства.

Большое значение в пластической деформации материалов имеют трансляционные движения, происходящие под воздействием внешней нагрузки, смещающие атомы внутри отдельных кристаллов вдоль плоскостей, известных под названием плоскостей скольжения. Такая природа пластических деформаций присуща, по-видимому, каменной соли и некоторым другим минералам, обладающим кристаллическим строением.

Иногда пластической деформации пород, по-видимому, способствуют явления перекристаллизации минералов. Часто пластичность горных пород проявляется под действием длительной нагрузки, вызывающей изменение структуры породы.

«Плавные» изгибы большинства нефтесодержащих пластов, сложенных упруго-хрупкими минералами, по-видимому, объясняются их псевдопластической деформацией, так как вследствие сравнительно небольшой глубины их залегания горное давление недостаточно для перевода большинства горных пород в истинно-пластическое состояние. По-видимому, лишь глины и глинистые породы

и небольшое количество минералов типа каменной соли могут претерпевать значительные пластические деформации. Пластические деформации пластов песчаника, известняков, доломитов и других пород часто происходят в результате возникновения многочисленных микротрещин, позволяющих отдельным участкам пластов скользить и перемещаться вдоль плоскостей трещин. При этом происходят незаметные для глаза ступенчатообразные опускания отдельных участков пород, создающие впечатление плавных изгибов пластов.

Какова бы ни была природа ползучести и пластических деформаций пород, она происходит даже на сравнительно небольших глубинах. Установлено, что с течением времени нарушенное поле естественных напряжений вокруг горных выработок и нефтяных скважин в значительной мере восстанавливается и давление на крепь выработки и на обсадные трубы нефтяных скважин после окончания бурения длительное время возрастает, что объясняется проявлением ползучести и пластичности некоторых пород.

Пластические свойства горных пород еще недостаточно изучены. Вместе с тем эти свойства весьма важно знать при проектировании процессов искусственного воздействия на призабойную зону скважин. Поэтому изучению пластических свойств пород в последние годы уделяется возрастающее внимание.

Широкое разнообразие условий возникновения горных пород является причиной значительных различий в механических свойствах пористых сред даже одного класса.

Горным породам характерна анизотропия механических свойств (модуль упругости при одноосном сжатии образца вдоль напластования и перпендикулярно напластованию не одинаковы). Упругие параметры пород зависят от давления. По данным М. П. Воларовича и Е. И. Баюка модуль Юнга, например, песчаников пористостью 24—26% при всестороннем сжатии может возрастать на 140%. При этом наиболее резкое изменение упругих свойств происходит при низких давлениях порядка 60—100 МПа и продолжается до давлений 150—200 МПа.

Модуль пропорциональности напряжений и деформаций, получаемый при однократном нагружении, модуль нормальной упругости, получаемый в результате исключения необратимых деформаций многократным нагружением и разгрузкой, и динамический модуль упругости (вычисляемый по скорости распространения упругой волны), как правило, не одинаковы. Модуль нормальной упругости оказывается большим модуля пропорциональности в 1,2—1,5 раза, а модуль динамической упругости больше в 2—2,2 раза [37].

Установлено, что имеется значительная разница в величинах прочности одной и той же породы в условиях одноосного сжатия $\sigma_{сж}$, изгиба $\sigma_{изг}$ и одноосного растяжения. Для твердых пород $\sigma_{сж} > \sigma_{изг} > \sigma_{рас}$.

При всестороннем сжатии однородные сплошные породы разрушаются лишь при больших давлениях. При этом, когда разность

главных напряжений достигает некоторого значения, многие породы переходят вначале в пластическое состояние.

Результаты исследований последних лет показывают, что горные породы при изучении их механических свойств в массивах и при использовании образцов достаточно больших размеров имеют постоянные характеристики (модуль упругости, коэффициент Пуассона, прочностные показатели и т. д.).

В табл. II.1 и II.2 приведены значения модуля Юнга и коэффициента Пуассона для некоторых пород.

Таблица II.1

Механические свойства горных пород Донецкого бассейна, определенные при испытаниях на сжатие [37]

Породы	Модуль Юнга, $E \cdot 10^{-4}$ МПа		Коэффициент Пуассона ν	
	по слоям	перпендикулярно слоям	по слоям	перпендикулярно слоям
Глинистые сланцы	3,16	1,54	0,22	0,22
Песчаные сланцы	3,63	2,42	0,25	0,16
Песчаники	3,47	3,98	0,13	0,13
Известняки	6,36	7,25	0,28	0,3

Таблица II.2

Модули Юнга горных пород нефтяных месторождений Волго-Уральской области, определенные методом вдавливания штампа [17]

Породы	Модуль Юнга, $E \cdot 10^{-4}$ МПа
Алевролиты кварцевые	0,56—0,83
Известняки пелитоморфные (глинистые)	2,0
Доломиты мелкозернистые	4,37
Аргиллиты	0,55
Песчаники кварцевые мелкозернистые	0,24—0,47
Песчаники кварцевые среднезернистые	1,76
Песчаники кварцевые	1,08—1,3

§ 4. УПРУГИЕ ИЗМЕНЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Важное значение в процессе разработки нефтяных и газовых месторождений имеют деформации пород, происходящие в процессе эксплуатации месторождения вследствие изменения пластового давления, которое может уменьшаться со временем и вновь восстанавливаться при искусственных методах поддержания давления в залежи.

Как уже упоминалось, горная порода в пласте находится в сложных условиях напряженного состояния. При этом вертикальные и горизонтальные напряжения в основном не равны между собой. Так как в большинстве случаев истинный характер распределения напряжений в различных направлениях остается неизвестным, напряжения в породе в глубоко залегающих горизонтах оценивают некоторой средней величиной, полагая, что на большой глубине они не зависят от направления. На этом основании средние напряжения в скелете породы оценивают по законам гидростатики.

Представим себе элемент породы (рис. II.4), заключенный в непроницаемую эластичную оболочку и испытывающий горное давление σ, а в порах пласта, насыщенного жидкостью,— давление p.

До начала эксплуатации залежи пластовое давление жидкости способствует уменьшению нагрузки, передающейся на скелет породы от массы вышележащих отложений (если кровля пласта непроницаема). Тогда давление на скелет породы (эффективное давление)

$$\sigma_{эф} = \sigma - p. \qquad (II.10)$$

При извлечении нефти на поверхность пластовое давление p падает и давление на скелет пород $\sigma_{эф}$ увеличивается.

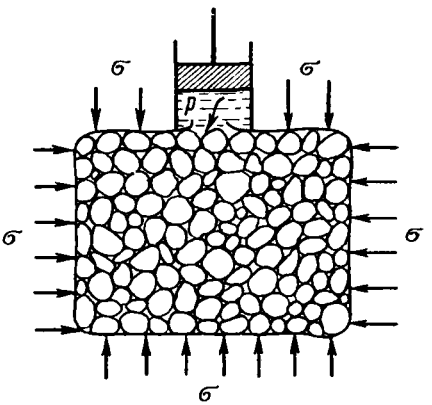


Рис. II.4.

Установлено, что с падением пластового давления объем порового пространства пласта уменьшается вследствие упругого расширения зерен породы и возрастания сжимающих усилий, передающихся на скелет от массы вышележащих пород. При этом зерна породы испытывают дополнительную деформацию и пористость среды уменьшается также вследствие перераспределения зерен и более плотной упаковки их и изменения структуры пористой среды.

На объем пор влияют цементирующие вещества породы, обладающие иногда большей упругостью, чем зерна скелета, и участвующие в процессе переукладки зерен породы.

Считается, что основные изменения объема пор с уменьшением пластового давления происходят вследствие возрастания сжимающих усилий, передающихся на пласт от массы вышележащих пород.

Некоторые из упомянутых процессов, вызывающие изменение объема пор, являются обратимыми, как например, упругое расширение зерен цемента и деформации их в сторону пустот, не занятых твердым веществом, под действием массы вышележащих пород. Другие же процессы, например, перегруппировка зерен, скольжение их по поверхностям соприкосновения и разрушение и дробление зерен, — процессы необратимые. В результате с возрастанием

пластового давления должны появиться значительные остаточные деформации и пористость пород не восстанавливается. Последние деформации пород, по-видимому, характерны для глубоко залегающих пластов.

Объем V внешнего скелета пористой среды складывается из объемов твердой фазы $V_т$ и порового пространства $V_п$ и поэтому с изменением в породах среднего нормального напряжения σ и пластового давления p происходят упругие изменения всех трех упомянутых величин. Тогда объемная деформация пород при всестороннем сжатии описывается тремя коэффициентами сжимаемости, которые целесообразно определять по следующим соотношениям:

$$\beta = -\frac{1}{V}\left[\frac{\partial V}{\partial(\sigma - p)}\right]_p; \tag{II.11}$$

$$\beta_п = -\frac{1}{V_п}\left[\frac{\partial V_п}{\partial(\sigma - p)}\right]_p; \tag{II.12}$$

$$\beta_т = -\frac{1}{V_т}\left[\frac{\partial V_т}{\partial(\sigma - p)}\right]_{(\sigma-p)}, \tag{II.13}$$

где β, $\beta_п$ и $\beta_т$ — коэффициенты сжимаемости породы, пор и твердой фазы.

Индексы при скобках указывают на условия определения частных производных: *при постоянном p или постоянной разности напряжений* $(\sigma - p)$.

Очевидно, что коэффициенты сжимаемости имеют размерность

$$[\beta] = \frac{\text{см}^2}{\text{кгс}} \quad \text{или} \quad [\beta] = \text{м}^2/\text{Н}.$$

Объемная деформация коллекторов в реальных условиях при всестороннем сжатии зависит одновременно от разности $(\sigma - p)$ и от давления в порах p. Эффективное напряжение $(\sigma - p)$ определяет деформацию внешнего скелета породы, а изменение давления p в пласте — деформацию твердой фазы. Тогда, с учетом формул (II.11), (II.12) и (II.13) относительные суммарные упругие деформации скелета, пор и твердой фазы будут определяться соотношениями

$$\frac{dV}{V} = \beta d(\sigma - p) + \beta_т\, dp; \tag{II.14}$$

$$\frac{dV_п}{V_п} = \beta_п d(\sigma - p) + \beta_т\, dp; \tag{II.15}$$

$$\frac{dV_т}{V_т} = \frac{1}{(1-m)}\beta_т d(\sigma - p) + \beta_т\, dp, \tag{II.16}$$

где m — открытая пористость коллектора.

Между β, $\beta_п$ и $\beta_т$ — существует следующая связь

$$\beta = m\beta_п + \beta_т. \tag{II.17}$$

Как показано В. Н. Щелкачевым [51], особое значение в процессах, протекающих в пластах при эксплуатации нефтяных и газовых и водоносных горизонтов, имеет коэффициент объемной упругости пласта $\beta_с$:

$$\beta_с = \frac{1}{V}\frac{dV_п}{dp} = m\beta_п. \qquad (II.18)$$

Из (II.15) и (II.17) найдем

$$\beta_с = m\beta_п\left(1 - \frac{d\sigma}{dp}\right) - m\beta_т. \qquad (II.19)$$

Коэффициент $\beta_с$ иногда определяют, изменяя давление жидкости в порах при σ = const. В этом случае формула (II.19) принимает вид

$$(\beta_с)_\sigma = m(\beta_п - \beta_т)$$

или

$$\beta_с = (\beta_с)_\sigma - m\beta_п\frac{d\sigma}{dp}. \qquad (II.20)$$

По формулам (II.18)—(II.20) можно определить коэффициент объемной упругости пород $\beta_с$, если известен из лабораторных данных коэффициент сжимаемости пор $\beta_п$. В табл. II.3 приведены значения коэффициента сжимаемости пор некоторых осадочных пород при различных величинах эффективного давления. Кроме того, указаны глубины залегания пород, соответствующие эффективным давлениям на скелет породы.

Таблица II.3

Коэффициенты сжимаемости пор некоторых осадочных пород [14]

Породы	Коэффициент сжимаемости пор породы $\beta_п \cdot 10^9$ м²/Н				
	$\sigma_{эф} = 8{,}0$ МПа $h \geqslant 300$—500 м	$\sigma_{эф} = 16{,}0$ МПа $h \geqslant 650$—1000 м	$\sigma_{эф} = 32{,}0$ МПа $h \geqslant 1300$—2000 м	$\sigma_{эф} = 64{,}0$ МПа $h \geqslant 2500$—4000 м	$\sigma_{эф} = 96{,}0$ МПа $h \geqslant 4000$—6000 м
Песчаники, сцементированные глинистым цементом	1,15	0,95	0,45	0,35	0,25
Песчаники и алевролиты, крепко сцементированные глинисто-карбонатным цементом	2,75	1,50	0,70	0,32	—
Аргиллиты сильно уплотненные	2,45	1,45	0,75	0,32	—

При практических оценках $\beta_с$ некоторых пород значениями коэффициента сжимаемости $\beta_т$ можно пренебречь в связи с малостью величины $\beta_т$. Например, коэффициент сжимаемости кварца или кальцита мало изменяется от давления в интервале до 200 МПа и равен

для кварца $\beta_т = (0{,}030—0{,}035)\cdot 10^{-9}$ м²/Н; для кальцита — 0,025 × $\times 10^{-9}$ *м²/Н*; для доломита — $0{,}12\cdot 10^{-10}$ м²/Н и известняков — $(0{,}25 - 0{,}27)\cdot 10^{-10}$ м²/Н.

Как следует из приведенных формул, для определения $\beta_с$ в условиях залегания реальных коллекторов необходимо знать характер изменения напряженного состояния пород в пласте при изменении пластового давления $\left(\frac{d\sigma}{dp}\right)$. Эта величина зависит от глубины залегания пласта и тектонической обстановки (начального напряженного состояния горных пород), упругих свойств и т. д. В простейшем случае (если пренебречь относительными боковыми смещениями пород при деформации) величину $\frac{d\sigma}{dp}$ можно определить из соотношения

$$\frac{d\sigma}{dp} = \frac{2}{3}\frac{(1-2\nu)}{(1-\nu)}\left(1 - \frac{\frac{\beta_т}{m\beta_п}}{1+\frac{\beta_т}{m\beta_п}}\right). \qquad (II.21)$$

По расчетам В. М. Добрынина при значении коэффициента Пуассона $\nu = 0{,}2$ величина $\frac{d\sigma}{dp}$ изменяется от 0,25 до 0,5, если значение $\frac{\beta_т}{m\beta_п}$ находится в пределах $0 \div 1$.

Как следует из табл. II.3, коэффициент сжимаемости пор $\beta_п$ в значительной мере зависит от эффективного давления (сжимаемость сокращается с ростом давления). В соответствии с этим коэффициент объемной упругости $\beta_с$ пород зернистых коллекторов изменяется в широких пределах $\beta_с = (0{,}3 \div 3)\ 10^{-10}$ м²/Н в интервале внешнего давления от 0 до 100 МПа.

В связи со спецификой строения пород карбонатных трещиноватых коллекторов их сжимаемость, как правило, выше, чем у зернистых пород. В табл. II.4 приведены данные СевКавНИИ о коэф-

Таблица II.4

Коэффициенты объемной упругости трещинных известняков и вторичных пустот (трещин)

Месторождения	Горное давление $p_г$, МПа	Пластовое давление $p_п$, МПа	Коэффициент объемной упругости трещинной среды $\beta_{ст}\ 10^{10}$ м²/Н	Коэффициент трещинной (вторичной) пористости $m_т$, %	Коэффициент сжимаемости трещин $\beta_{тр}\cdot 10^8$, м²/Н
Карабулак-Ачалуки:					
Северо-западная площадь	53,1	33,3	0,6—0,7	0,6	1,07—1,23
Юго-восточная площадь	53,1	33,3	0.3—0,4	0,41	0,71—0,95
Заманкул	52,0	34,0	2,5—1,5	0,18	1,3—2,15
Малгобек-Вознесенское — Алиюртовское	72,0	48,4	0,48—0,54	0,75—1.3	0,41—0,64
Хаян-Корт (Западная площадь)	88,5	54,5	0,5	0,58	0,92

фициентах объемной упругости трещинной среды (известняков) и сжимаемости трещин ряда месторождений Грозного, полученные в начальный период разработки залежей.

§ 5. ВЛИЯНИЕ ДАВЛЕНИЯ НА КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ПОРОД

В условиях залегания в пласте коллекторские свойства пород вследствие их сжимаемости отличаются от свойств на поверхности.

В первом приближении упругое изменение пористости пород с изменением давления в интервале $p_1 \div p$ можно вычислить по формуле

$$\frac{m_{(\sigma-p)}}{m_{(\sigma-p)_1}} \approx \left[\frac{(\sigma-p)_1}{(\sigma-p)}\right]^{-\beta_{\text{п}}(\sigma-p)_1}, \qquad \text{(II.22)}^*$$

где $m_{(\sigma-p)}$ и $m_{(\sigma-p)_1}$ — коэффициенты пористости пласта при значениях эффективных напряжений соответственно $(\sigma - p)$ и $(\sigma - p)_1$.

По результатам исследований у плохо отсортированных песчаников уменьшение пористости достигает 20% при давлениях около 150 МПа, у плотных аргиллитов уменьшение пористости при том же давлении — около 6%.

Значительно более подвержена изменению проницаемость горных пород. Приблизительно, если считать, что коэффициент пористости изменяется лишь вследствие уменьшения или увеличения объема пор породы, зависимость упругих изменений проницаемости от давления можно выразить соотношением:

$$\frac{k_{(\sigma-p)}}{k_{(\sigma-p)_1}} \approx \left[\frac{(\sigma-p)_1}{(\sigma-p)}\right]^{n}, \qquad \text{(II.23)}$$

где $k_{(\sigma-p)}$, $k_{(\sigma-p)_1}$ — коэффициенты проницаемости породы, находящейся под действием давлений $(\sigma - p)$ и $(\sigma - p)_1$.

$$n = 2\frac{(3+\alpha)}{(2+\alpha)}\beta_{\text{п}1}(\sigma - p)_1.$$

Здесь α — коэффициент, характеризующий структуру поровых каналов. Для сцементированных песчаников величина α изменяется от $-1{,}25$ до $-1{,}8$.

По результатам исследований коэффициент проницаемости при упругом деформировании, например, песчано-глинистых пород, залегающих на глубине 1300—2000 *м*, может уменьшаться по сравнению с данными, полученными при атмосферных условиях, на 10—40%.

---

* Более точные соотношения см. в работе [14].

§ 6. ТЕРМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

В нефтепромысловом деле широко применяются термические исследования скважин для решения ряда геологических и технических задач: изучение пород, слагающих разрез скважин по их тепловым свойствам, выявление в разрезе скважин горизонтов, содержащих полезные ископаемые, изучение технического состояния скважин и обсадных колонн и т. д. Особенно часто промысловые работники сталкиваются с тепловыми свойствами пород при проектировании различных методов теплового воздействия на пласт (введение в пласт горячей воды или других теплоносителей, чтобы увеличить количество извлекаемой нефти из пласта, обработка забоев и стволов скважин горячими агентами для удаления парафина и т. д.).

Термические свойства горных пород характеризуются теплоемкостью C, коэффициентом теплопроводности λ или удельного теплового сопротивления $\varepsilon = \frac{1}{\lambda}$ и коэффициентом температуропроводности a.

Установлено, что с увеличением пористости, влажности и температуры теплоемкость пород возрастает. Зависит она также от минералогического состава, от количества и состава солей, которые растворены в воде, содержащейся в породе. Однако пределы изменения теплоемкости пород невелики: для горных пород, слагающих нефтяные залежи, она не выходит за пределы 0,63—1,0 кДж/(кг·град.) (0,15—0,24 ккал/(кг·град.).

Таблица II.5

Термические свойства некоторых горных пород

Горная порода	Коэффициент теплопроводности λ, Вт/(м·град.) *	Теплоемкость C, кДж/(кг·град.) **	Коэффициент температуропроводности $a \cdot 10^3$, м²/с ***
Глина	0,99	0,755	0,97
Глинистый сланец	154—218	0,772	0,97
Доломит	1,1—4,98	0,93	0,86
Известняк кристаллический	2,18	1,1	0,5—1,2
Известняк доломитизированный	1 51	—	—
Каменная соль	7,2	0,853	0,89
Кварц	2,49	0,692	1,36
Мергель	0,915—2,18	—	—
Песок (сухой)	0,347	0,8	0,2
Песок (влажность 20—25%)	3,42	—	—
Песчаник плотный	1,27—3,01	0,838	1,39
Нефть	0,139	2,1	0,069—0,086
Вода	0,582	4,15	0,14

* 1 ккал/(м·ч·град.)=1,163 Вт/(м·град.).
** 1 ккал/(кг·град.)=4186,8 Дж/(кг·град.)=4,1868 кДж/(кг·град.).
*** 1 м²/ч=0,2778·10⁻³ м²/с.

Коэффициент теплопроводности (табл. II.5) возрастает с увеличением плотности пород и их влажности. С ростом пористости пород теплопроводность их уменьшается. При свободном движении вод, способствующем дополнительному переносу тепла, коэффициент теплопроводности пород возрастает с увеличением проницаемости.

С увеличением нефтенасыщенности пород коэффициент теплопроводности также уменьшается. Он мало зависит от минерализации пластовых вод.

Породам также присуща анизотропия тепловых свойств — в направлении напластования теплопроводность выше, чем в направлении, перпендикулярном напластованию.

Рост газонасыщенности пород, так же как и уменьшение влажности, сопровождается уменьшением теплопроводности.

Значения теплопроводности и других термических свойств некоторых пород приведены в табл. II.5.

Зависимость коэффициента температуропроводности от других термических свойств пород определяется соотношением

$$a = \frac{\lambda}{C\rho},$$

где a — коэффициент температуропроводности в м²/с;
λ — коэффициент теплопроводности в Вт/(м·град.);
C — удельная массовая теплоемкость в Дж/(кг·град.);
ρ — плотность породы в кг/м³.

Температуропроводность горных пород повышается с уменьшением пористости и с увеличением влажности. В нефтенасыщенных породах она более низка, чем в водонасыщенных, так как теплопроводность нефти меньше, чем воды. Температуропроводность пород почти не зависит от минерализации пластовых вод. Вдоль напластования температуропроводность пород выше, чем поперек напластования *.

---

* Более подробно описание тепловых свойств горных пород см. в книге Д. И. Дьяконов, Б. А. Яковлев «Определение и использование тепловых свойств горных пород и пластовых жидкостей нефтяных месторождений». М., изд-во «Недра», 1969.

ГЛАВА III

УГЛЕВОДОРОДНОЕ СОДЕРЖИМОЕ КОЛЛЕКТОРОВ. НЕФТЬ И ГАЗ; ИХ СОСТАВ И ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА

§ 1. ФИЗИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ НЕФТИ И ГАЗА ПРИ РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЯХ В ЗАЛЕЖИ

Углеводороды в зависимости от их состава, давления и температуры могут находиться в залежи в различных состояниях — газообразном, жидком или в виде газожидкостных смесей.

При большом количестве газ располагается в виде газовой шапки в повышенной части структуры. При этом часть жидких углеводородов нефти в виде паров содержится и в газовой фазе. Под высоким давлением в пласте плотность газа приближается по величине к плотности легких углеводородных жидкостей. В таких условиях некоторое количество углеводородов растворяется в сжатом газе. В результате нефть иногда оказывается в значительной степени растворенной в сжатом газе. Если же количество газа в залежи по сравнению с объемом нефти мало, а давление достаточно высокое, газ полностью растворяется в нефти и тогда газонефтяная смесь залегает в однофазном (жидком) состоянии.

Поэтому в зависимости от условий залегания и количественного соотношения нефти и газа залежи подразделяются на:

1) чистогазовые;

2) газоконденсатные;

3) газонефтяные (с большой газовой шапкой и нефтяной оторочкой);

4) нефтяные (с различным содержанием попутного газа).

В связи с чрезвычайно широким разнообразием сочетания давления, температуры и состава углеводородов природных залежей нефти и газа резко очерченных границ, разделяющих месторождения на отдельные типы, не существует.

В газонефтепромысловой литературе США залежи углеводородов по величине газоконденсатного фактора, плотности и цвету извлекаемых жидких углеводородов иногда условно подразделяют на газовые, газоконденсатные или газонефтяные. Газоконденсатный фактор определяется как отношение количества газа в м^3, приходящееся на 1 м^3 получаемой жидкой продукции — конденсата. К газо-

конденсатным относят залежи, из которых добывают слабоокрашенные или бесцветные углеводородные жидкости с плотностью 740—780 кг/м³ с газоконденсатным фактором от 900 до 1100 м³/м³. Газоконденсатный фактор жирных газов (богатых тяжелыми фракциями) составляет 10 000—18 000 м³/м³, а плотность конденсата — меньше 740 кг/м³.

Следует отметить, что в 1 м³ нефти содержание растворенного газа может достигать до 1000 м³ и даже более. С этой точки зрения между нефтегазовыми и газоконденсатными месторождениями не существует строгой границы раздела. Поэтому нефтью принято называть все углеводороды, которые в пластовых условиях находятся в жидком состоянии.

Упомянутые выше цвет и плотность конденсата, как определяющие характеристики, необходимо считать условными. По данным А. Г. Дурмишьяна в поровом пространстве многих газовых и газоконденсатных месторождений Советского Союза содержится наряду с остаточной водой также и остаточная нефть. По залежи горизонта VII Карадагского газоконденсатного месторождения, например, количество связанной нефти в газовой части пласта в среднем составляет 12% от объема пор, достигая местами 27%. Поэтому из некоторых скважин, расположенных далеко от нефтяной оторочки, извлекается конденсат с темной окраской, который содержит смолы.

Для более обоснованного подразделения залежей углеводородов на газовые, газоконденсатные или газонефтяные пользуются характеристиками фазовых превращений, протекающих по-разному в зависимости от состава углеводородов и условий в залежи (об этом см. в последующих разделах).

Обычно считалось, что углеводороды находятся в земной коре лишь в свободном, жидком или газообразном состоянии. Из скоплений углеводородов образуются нефтяные, газовые и газоконденсатные залежи.

В последние годы группой советских ученых доказано существование газогидратных залежей, содержащих газ в пластах в твердом (гидратном) состоянии. Наличие такого газа в земной коре обусловлено свойством его при определенных давлениях и температурах соединяться с водой и образовывать гидраты. Газогидратные залежи резко отличны по физическим параметрам от залежей, содержащих углеводороды в свободном состоянии, поэтому подсчет запасов газа и разработка таких залежей во многом отличаются от применяемых для обычных месторождений природного газа.

Расположение газогидратных залежей в земной коре определяется термодинамической характеристикой разреза, составом газа и минерализацией пластовых вод.

Районы распространения газогидратных залежей в основном приурочены к зоне распространения многолетней мерзлоты. Глубина залегания газогидратных залежей достигает 2—2,5 тыс. м.

В процессе разработки месторождений физическое состояние и свойства углеводородов с изменением давления и температуры не остаются постоянными. Для правильного установления технологического режима эксплуатации месторождения и систем сбора нефти и газа необходимо знать изменение состояний и свойств углеводородов в широком диапазоне давления и температур.

§ 2. ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ НЕФТИ И ГАЗА

В зависимости от химического состава нефти и газа изменяются их свойства в пластовых условиях и определяются закономерности движения углеводородов в пласте. Химическим составом нефти обусловлены некоторые особенности эксплуатации нефтяных месторождений. Например, одни из нефтей содержат больше парафина, смол и поверхностно-активных веществ, другие меньше. В зависимости от этого эксплуатация месторождения будет в той или иной мере осложнена из-за отложения парафина в трубах и образования водонефтяных эмульсий, которые необходимо разрушать. Следовательно, от химического состава нефти (так же как от ее физико-химических свойств и специфики месторождения) зависит характер некоторых технологических операций и промысловых сооружений. Поэтому состав нефти и ее физико-химические свойства необходимо знать с начала эксплуатации залежи. Точно так же состав углеводородов газовых и газоконденсатных месторождений является их важной характеристикой, которая используется при проектировании разработки месторождения и прогнозировании процессов, ожидаемых в процессе эксплуатации залежи, при транспорте и переработке газа.

Наиболее широко в нефти представлены углеводороды метанового или парафинового ряда общего состава C_nH_{2n+2} и полиметиленовые углеводороды или нафтены (C_nH_{2n}). Кроме парафинов и нафтенов в нефти содержатся и ароматические углеводороды, но они в основном не являются главной ее составной частью.

Большой интерес для промысловой практики представляют некоторые другие классы органических соединений, на присутствие которых указывает содержание в нефти кислорода, азота, серы и других элементов. Эти соединения (нафтеновые кислоты, асфальтены и т. д.) в природных нефтях содержатся в незначительном количестве. Но кислород и серусодержащие вещества существенно влияют на свойства поверхности раздела в пласте, на распределение жидкостей и газов в поровом пространстве и, следовательно, на закономерности их движения [1]. Последнее обусловливается сравнительно высокой поверхностной активностью большинства кислород- и серусодержащих соединений нефти. В результате адсорбции таких веществ характеристика поверхности поровых каналов и других границ раздела изменяется. В результате этого увеличивается стойкость эмульсий, изменяются свойства парафиновых отложений и т. д.

[1] Об этом более подробно см. в последующих разделах курса.

В нефтяном месторождении совместно с нефтью почти всегда содержится газ в растворенном состоянии или в виде свободного газа газовой шапки. В подавляющем большинстве газы представляют собой смеси, состоящие главным образом из предельных углеводородов — метана CH_4 и его гомологов (C_nH_{2n+2}). Наряду с углеводородами в них часто входят азот N_2, углекислота CO_2, сероводород H_2S и редкие газы.

Состав нефти и газовых смесей выражается в виде массовой или объемной концентрации компонентов в процентах и мольных долях [1]. Массовая концентрация в процентах какого-либо компонента газовой смеси равна массе этого компонента, деленной на массу смеси и умноженной на 100:

$$(M\%)_i = \frac{W_i}{\sum W_i} 100, \qquad \text{(III.1)}$$

где W_i — масса i-го компонента;

$\sum W_i$ — суммарная масса смеси.

Точно так же объемная концентрация какого-либо компонента в смеси в процентах определяется из выражения

$$(V\%) = \frac{V_i}{\sum V_i} 100, \qquad \text{(III.2)}$$

где V_i — объем i-го компонента в смеси;

$\sum V_i$ — суммарный объем.

Мольная доля компонента y_i будет равна

$$y_i = \frac{n_i}{\sum n_i}. \qquad \text{(III.3)}$$

Здесь n_i — число молей i-го компонента в смеси;

$\sum n_i$ — суммарное число молей в системе.

Вместо мольной доли состав смеси иногда выражают в процентах по молям (% мол.):

$$y = \frac{n_i}{\sum n_i} 100. \qquad \text{(III.4)}$$

Зависимость между объемной и мольной концентрациями компонентов вытекает из закона Авогадро. Так как равные объемы любых газов при одинаковых температуре и давлении содержат одинаковое число молекул, то объем i-го компонента смеси будет пропорционален числу молей i-го компонента:

$$V_i = Kn_i, \qquad \text{(III.5)}$$

[1] При количественной характеристике состава нефти обычно указывают содержание лишь газовых компонентов и летучих жидких фракций (пентан, гексан), а все остальные компоненты рассматриваются как нелетучий остаток.

где K — коэффициент пропорциональности. Следовательно,

$$\frac{V_i}{\sum V_i} 100 = \frac{Kn_i}{\sum n_i K} 100 = \frac{n_i}{\sum n_i} 100,$$

т. е. концентрация компонента в процентах по молям (% мол.) в смеси газов при атмосферном давлении практически совпадает с объемной концентрацией этого компонента в процентах (% об.).

Из табл. III.1 видно, что основным компонентом газов является метан. Содержание его в некоторых газах достигает 98%. Состав сырых конденсатов, выпадающих из газов некоторых месторождений, приведен в табл. III.2.

Таблица III.1

Средний объемный состав газов некоторых газовых, газоконденсатных месторождений и попутных газов нефтяных месторождений СССР

Месторождение	Объемный состав газа, %								Относительная плотность
	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12} + высшие	CO_2	H_2S	N_2+R	
Нефтяные месторождения									
Ромашкинское	39,0	20,0	18,5	6,2	4,7	0,1	Нет	11,5	1,070
Старогрозненское	34,4	20,0	20,6	19,8	6,9	2,5	Нет	—	—
Туймазинское	42,0	21,0	18,4	6,8	4,6	0,1	Нет	7,1	1,062
Мухановское	30,1	20,2	23,6	10,6	4,8	1,5	2,4	6,8	1,186
Газовые месторождения									
Дашавское	98,2	0,35	0,15	0,12	0,05	0,1	Нет	1,0	0,563
Северо-Ставропольское	98,0	0,31	0,44	0,05	(C_4H_{10} + высшие)				0,561
Газлинское	97,2	3,2	0,9	0,47	0,13	0,10	Нет	2,5	0,568
Газоконденсатные месторождения									
Вуктыльское	71,8	8,7	3,9	1,8	6,4	0,1	—	4,3	—
Карадагское	94,4	3,27	0,8	0,64	0,66	0,2	Нет	—	—
Оренбургское	85,2	5,0	1,7	0,8	1,9	0,6	—	4,8	—

При нормальных условиях углеводороды от метана CH_4 до бутана C_4H_{10} находятся в газообразном состоянии, а остальные при этих же условиях — в жидком. Пропан и бутан с повышением давления легко переходят в жидкое состояние. Упругость насыщенных паров углеводородов, т. е. то давление, при котором газ начинает конденсироваться и переходить в жидкое состояние, повышается с ростом температуры и она тем выше, чем ниже плотность углеводорода.

Таблица III.2

Состав сырых конденсатов

Месторождения	Условия сепарации		% по массе									
	Давление, МПа	Температура, °С	C_1	C_2	C_3	Изо-C_4	Н-C_4	C_5	C_6	C_7+высш.	N_2	CO_2
Оренбургское *	1,6	—15	8,87	5,06	6,86	1,97	4,87	15,79	56,38		—	0,2
Русский хутор	5,6	43	1,0	1,6	2,8	1,0	2,9	7,7	5,8	76,7	0,2	0,30
Газли	6,0	9	6,7	1,4	0,7	0,6	0,6	4,6	9,8	75,2	0,2	0,2

* Без учета H_2S.

Упругость пара — нелинейная функция температуры. Графики на рис. III.1 построены так, чтобы можно было получить линейную зависимость между упругостью паров углеводородов и температурой: шкала упругости пара принята логарифмической, а температурная шкала в °С — произвольной. С помощью таких графиков можно легко и быстро определять по известной упругости пара при некоторой температуре упругость его паров при других температурах. Для этого проводят прямую линию через известную точку и общую точку пересечения прямых упругостей паров (находящуюся вне графика на продолжении верхней правой части диаграммы).

Из рис. III.1 следует, что давление паров метана наибольшее; при нормальных условиях его нельзя превратить в жидкость (линия *1* давления ненасыщенного пара метана), так как его критическая температура $t = -82{,}95°$ С. Давление насыщенных паров других углеводородов намного ниже. Например, упругость паров бутана при $t = 20°$ С равна 0,2 МПа (2,2 кгс/см^2).

Следует обратить особое внимание на присутствие в некоторых газах сероводорода и углекислого газа. Сероводород очень ядовит, содержание его в воздухе в количестве 0,01 г/м^3 опасно для жизни. Сероводород и углекислота способствуют интенсивной коррозии металла оборудования и сильно ухудшают топливные качества газа. Поэтому эти примеси из газа удаляют прежде, чем он поступает к потребителю.

Большое влияние на состояние, свойства, состав и поведение углеводородов оказывает температура. Множество промысловых технологических процессов сопровождаются изменением температуры системы. Например, процесс разработки и эксплуатации нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений связан с тепловыми явлениями, происходящими в пористой среде при фильтрации пластовых жидкостей и газов. Термодинамические явления происходят в струях восходящего и нисходящего потоков жидкостей и газов

в стволах скважин. Значительные температурные изменения смеси углеводородов претерпевают при транспортировке и первичной

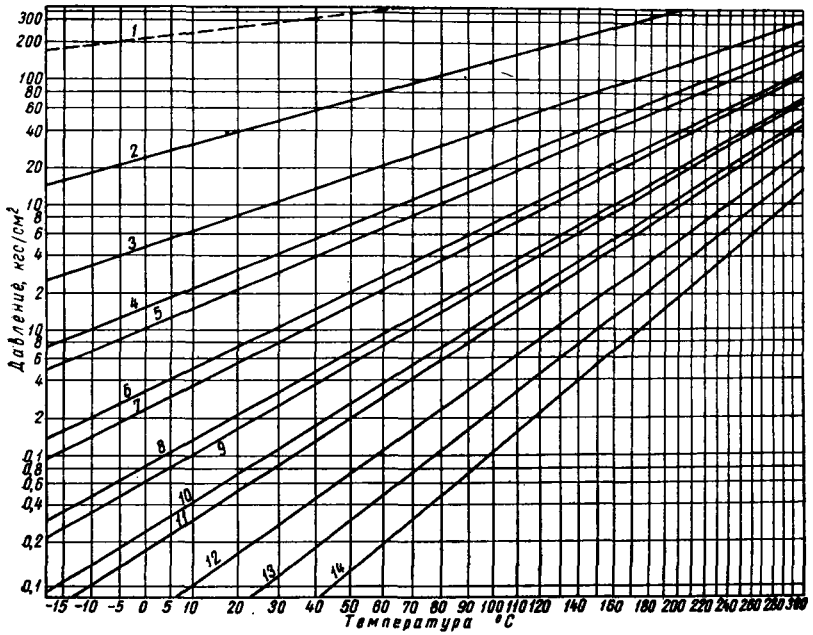


Рис. III.1. Упругость паров углеводородов метанового ряда.

1 — метан; *2* — этан; *3* — пропан; *4* — изобутан; *5* — бутан; *6* — изопентан; *7* — пентан; *8* — изогексан; *9* — гексан; *10* — изогептан; *11* — гептан; *12* — октан; *13* — нонан; *14* — декан.

переработке газа и т. д. Поэтому законы термодинамики широко используются для объяснения происходящих при этом явлений и для расчета поведения углеводородных систем в различных условиях.

§ 3. НАЧАЛА ТЕРМОДИНАМИКИ. ХАРАКТЕРИСТИЧЕСКИЕ ФУНКЦИИ. ХИМИЧЕСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ

В соответствии с общим законом сохранения энергии, частным случаем которого является первое начало термодинамики, приращение внутренней энергии dU системы, совершившей работу dA и получившей количество теплоты dQ, выражается равенством

$$dU = dQ - dA \tag{III.6}$$

или

$$dQ = dU + p\,dV, \tag{III.7}$$

где p — давление;
V — объем.

Общее выражение второго начала термодинамики записывается в виде

$$dS \geqslant \frac{dQ}{T} \tag{III.8}$$

или

$$T\,dS \geqslant dQ. \tag{III.9}$$

Здесь S — термодинамическая функция, называемая энтропией системы;
T — температура.

В формулах (III.7) и (III.8) знак равенства относится к квазистатическим процессам, а знак неравенства к нестатическим. С учетом (III.7), (III.8) и (III.9) можно написать

$$T\,dS \geqslant dU + p\,dV. \tag{III.10}$$

Формула (III.10) является обобщенной формулой первого и второго начал термодинамики.

Физические задачи средствами термодинамики решаются методом круговых процессов (циклов) и методом характеристических функций [36]. При использовании первого метода связи между величинами, свойственными изучаемому явлению, устанавливают, заставляя систему мысленно совершить подходящий цикл (обычно цикл Карно). Искомую закономерность находят, применяя к циклу начала термодинамики. Для решения задачи находят к. п. д. этого цикла и приравнивают его к. п. д. идеальной тепловой машины, равному $1 - (T_2/T_1)$.

Второй (аналитический) метод — метод характеристических функций, развитый Гиббсом, основан на выводе из основного уравнения термодинамики (III.10) функций состояния, позволяющих составить уравнения, необходимые для анализа изучаемого процесса. Функцию называют характеристической, если посредством этой функции и ее независимых переменных и производных разных порядков по этим переменным удается выразить все термодинамические свойства системы. Наиболее употребительными характеристическими являются функции: внутренняя энергия, свободная энергия, энтальпия, функция Гиббса.

1. Внутренняя энергия. Характеристической функцией внутренняя энергия U будет, если за независимые переменные, определяющие свойства системы, выбрать энтропию S и объем V. При этом можно через энтропию и объемы, внутреннюю энергию, ее производные по энтропии и объему выразить термические и другие свойства системы, определяющиеся энтропией и объемом. В термодинамике доказывается, например, что для температуры и давления действительны соотношения

$$\left(\frac{\partial U}{\partial S}\right)_V = T; \tag{III.11}$$

$$\left(\frac{\partial U}{\partial V}\right)_S = -p. \tag{III.12}$$

Зависимость между температурой T и давлением p определяется уравнением Максвелла

$$\left(\frac{\partial T}{\partial V}\right)_S = -\left(\frac{\partial p}{\partial S}\right)_V. \tag{III.13}$$

2. Свободная энергия. $F = F(T, V)$ будет характеристической функцией, если за независимые переменные, определяющие состояние системы, выбрать температуру T и объем V.

$$F = U - TS; \tag{III.14}$$

$$\left(\frac{\partial F}{\partial T}\right)_V = -S; \tag{III.15}$$

$$\left(\frac{\partial F}{\partial V}\right)_T = -p. \tag{III.16}$$

Уравнение Максвелла записывается в виде

$$\left(\frac{\partial S}{\partial V}\right)_T = \left(\frac{\partial p}{\partial T}\right)_V = -\frac{\partial^2 F}{\partial V \cdot \partial T} \tag{III.17}$$

Связь между внутренней энергией и свободной энергией устанавливается уравнением Гиббса — Гельмгольца

$$U = F - T\left(\frac{\partial F}{\partial T}\right)_V. \tag{III.18}$$

3. Энтальпия. $H = H(S, p)$ будет характеристической функцией, если независимыми переменными являются энтропия S и давление p.

$$H = U + pV. \tag{III.19}$$

Температуру системы можно найти как частную производную энтальпии по энтропии при постоянном давлении

$$\left(\frac{\partial H}{\partial S}\right)_p = T, \tag{III.20}$$

а объем системы как производную энтальпии по давлению при постоянной энтропии

$$\left(\frac{\partial H}{\partial p}\right)_S = V. \tag{III.21}$$

Соотношение между температурой и объемом определяется уравнением Максвелла

$$\left(\frac{\partial T}{\partial p}\right)_S = \left(\frac{\partial V}{\partial S}\right)_p = \frac{\partial^2 H}{\partial p \cdot \partial S}. \tag{III.22}$$

Зависимость между внутренней энергией и энтальпией устанавливается уравнением Гиббса — Гельмгольца

$$U = H - p\left(\frac{\partial H}{\partial p}\right)_S. \tag{III.23}$$

4. Функция Гиббса (свободная энтальпия). $G = G(T, p)$ будет характеристической функцией, если независимыми переменными являются T и p.

$$G = H - TS; \tag{III.24}$$

$$G = F + pV. \tag{III.25}$$

Другие параметры системы — энтропию S и объем V определяют по функциям Гиббса из соотношений

$$\left(\frac{\partial G}{\partial T}\right)_p = -S; \tag{III.26}$$

$$\left(\frac{\partial G}{\partial p}\right)_T = V. \tag{III.27}$$

Уравнение Максвелла имеет вид

$$\left(\frac{\partial S}{\partial p}\right)_T = -\left(\frac{\partial V}{\partial T}\right)_p = -\frac{\partial^2 G}{\partial p \cdot \partial T}. \tag{III.28}$$

Связь между энтальпией и функцией Гиббса устанавливается уравнением

$$H = G - T\left(\frac{\partial G}{\partial T}\right)_p.$$

Для удобства построения приведенных выше и других термодинамических уравнений предложены мнемонические правила. Одно из них (мнемонический квадрат) подробно описано в книге И. В. Радченко [36].

Приведенные характеристические функции написаны исходя из предположения, что количество вещества в системе остается постоянным. Некоторые термодинамические величины являются аддитивными (т. е. зависят от числа частиц в системе) — например, энергия и энтропия. Если написать выражение для внутренней энергии как функции энтропии, объема и массы системы, то формула (III.7) первого закона термодинамики будет иметь вид

$$dU = T dS - p\,dV + \mu\,dn, \tag{III.29}$$

где μ — химический потенциал;

n — масса вещества, выраженная числом молей.

Аналогичные выражения можно написать и для других характеристических функций. Если учесть изменения функций при добавлении массы, то полные их дифференциалы запишутся в виде

$$dH = T dS + V\,dp + \mu\,dn; \tag{III.30}$$

$$dF = -S\,dT - p\,dV + \mu\,dn; \tag{III.31}$$

$$dG = -S\,dT + V\,dp + \mu\,dn. \tag{III.32}$$

Из уравнений (III.29)—(III.32) следует, что химический потенциал

$$\mu = \left(\frac{\partial U}{\partial n}\right)_{S,\,V} = \left(\frac{\partial H}{\partial n}\right)_{S,p} = \left(\frac{\partial F}{\partial n}\right)_{V,\,T} = \left(\frac{\partial G}{\partial n}\right)_{T,\,p}. \tag{III.33}$$

При постоянных p и T уравнение (III.32) приобретает вид

$$dG = \mu\,dn, \tag{III.34}$$

т. е. химический потенциал можно определить как функцию Гиббса, приходящуюся на один моль вещества.

Для случая многокомпонентных система

$$G = \sum \mu_i n_i.$$

Здесь $n_1, n_2, \ldots, n_i, \ldots, n_j$ — массы компонентов раствора, выраженные числом молей;

$\mu_1, \mu_2, \ldots, \mu_i, \ldots, \mu_j$ — химические потенциалы компонентов.

Следовательно, химический потенциал компонента можно представить как функцию Гиббса системы (или фазы), приходящуюся на один моль компонента. При указанных выше условиях, т. е. (при постоянных p и T) величины химических потенциалов компонентов остаются постоянными в процессе нарастания массы.

Поэтому дифференциал химического потенциала, как функция от давления и температуры записывается в виде

$$d\mu = -S\,dT + V\,dp,$$

где S и V — энтропия и объем, отнесенные к одному молю.

§ 4. ОТКЛОНЕНИЯ СОСТОЯНИЯ РЕАЛЬНЫХ ГАЗОВ ОТ ЗАКОНОВ ИДЕАЛЬНОГО ГАЗА

Уравнения состояния идеальных газов при различных условиях в той или иной степени всегда не соответствуют уравнениям состояния реальных газов. Законы растворимости реальных газов в нефтях

и пластовых водах, зависимости плотности и вязкости газов от давления и температуры и т. д. также не подчиняются законам идеального газа. Для практических расчетов в промысловой практике приходится изыскивать средства, позволяющие приспособить математические уравнения, описывающие свойства идеальных газов, к реальным газам.

Состояние газа характеризуется давлением p, температурой T и объемом V. Соотношение между этими параметрами определяется законами газового состояния, которые широко используются в практике добычи нефти и газа.

Состояние реальных газов описывается различными уравнениями (Ван-дер-Ваальса, Битти-Бриджмена и др.).

Уравнение Ван-дер-Ваальса

$$\left(p+\frac{a}{V^2}\right)(V-b)=RT, \qquad \text{(III.35)}$$

где a — сила притяжения молекул;

b — собственный объем молекул газа.

Значения констант a и b уравнения Ван-дер-Ваальса приведены в табл. 2 (см. приложения).

Сложность применения уравнения (III.35) для практических расчетов заключается в том, что в газонефтепромысловом деле встречаются, как правило, смеси газов, для которых уравнение Ван-дер-Ваальса применимо с трудом.

Хорошее согласование с экспериментальными данными для газов, плотность которых не превышает двух третей от плотности газа при критических условиях, получают по уравнению Битти-Бриджмена

$$p=\frac{RT}{V^2}\left(1-\frac{c}{VT^3}\right)\left[V+B_0\left(1-\frac{b}{V}\right)\right]-\frac{A_0\left(1-\frac{a}{V}\right)}{V^2}, \qquad \text{(III.36)}$$

где R — газовая постоянная;

T — абсолютная температура;

величины a, b, c, A_0 и B_0 — постоянные для данных компонентов природного газа. Эти величины вычислены на основании экспериментальных данных (см. табл. 2 приложений).

Уравнение состояния легких углеводородов Бенедикта, Вебба и Рабина имеет вид

$$p=RTd+\left(B_0RT-A_0-\frac{C_0}{T^2}\right)d^2+$$

$$+(bRT-a)\,d^3+a\cdot\alpha\cdot d^6+\frac{cd^3}{T^2}\left[(1+\gamma d^2)\,e^{-\gamma d^2}\right], \qquad \text{(III.37)}$$

где d — молярная плотность (моли в ед. объема);

параметры A_0, B_0, C_0, a, b, c, α и γ — постоянные величины для индивидуальных веществ. Для смесей газов эти величины являются функцией состава смеси (см. табл. 2 приложений).

Численные значения этих параметров для смеси углеводородов определяются по следующим формулам:

$$B_0 = \sum x_i B_{0i}; \quad A_0 = \left(\sum x_i A_{0i}^{1/3}\right)^3; \quad C_0 = \left(\sum x_i C_{0i}^{1/3}\right)^2;$$

$$b = \left(\sum x_i b_i^{1/3}\right)^3; \quad a = \left(\sum x_i a_i^{1/3}\right)^3; \quad c = \left(\sum x_i c_i^{1/3}\right)^3;$$

$$\alpha = \left(\sum x_i \alpha_i^{1/3}\right)^3; \quad \gamma = \left(\sum x_i \gamma_i^{1/3}\right)^2,$$

где x_i — молярные доли компонентов в смеси;
B_{0i}, A_{0i} и т. д. — числовые значения констант соответствующих компонентов.

При большом числе компонентов расчеты по приведенным формулам становятся трудоемкими. Поэтому для расчета состояния реальных газов обычно пользуются обобщенным газовым законом в виде уравнения Клапейрона, в которое вводится поправка (коэффициент сжимаемости), учитывающая отклонение реальных газов от законов сжатия и расширения идеальных газов:

$$pV = zmRT, \tag{III.38}$$

где p — давление в Па;
V — объем газа в м³;
z — коэффициент сжимаемости;
m — масса газа в кг;
R — газовая постоянная в Дж (кг·град);
T — температура в °К.

Характер изменения коэффициента сжимаемости z с изменением температуры и давления можно установить, учитывая отличия реальных газов от идеальных. В последних молекулы занимают незначительный объем (по сравнению с объемом газа) и не испытывают сил притяжения друг к другу. Молекулы же реальных газов обладают определенными размерами, массой и взаимодействуют друг с другом. Поэтому реальный газ приближается к идеальным при низких давлениях, когда число молекул в единице объема невелико. Следовательно, при низких давлениях величина коэффициента сжимаемости должна быть близка к единице. С повышением давления молекулы газа сближаются и силы притяжения между ними помогают внешним силам, сжимающим газ. Вследствие этого реальные газы должны сжиматься сильнее, чем при тех же условиях сжимаются идеальные газы. Следовательно, с ростом давления коэффициент сжимаемости z должен вначале уменьшаться. Когда углеводородный газ сжат до такой степени, что он приближается по свойствам к жидкостям, межмолекулярные расстояния уменьшаются настолько, что начинают проявляться взаимоотталкивающие силы между молекулами,

препятствующие дальнейшему уменьшению объема газа. В этих условиях углеводородный газ должен сжиматься меньше, чем при малых давлениях, т. е. значения z вновь возрастают с увеличением давления.

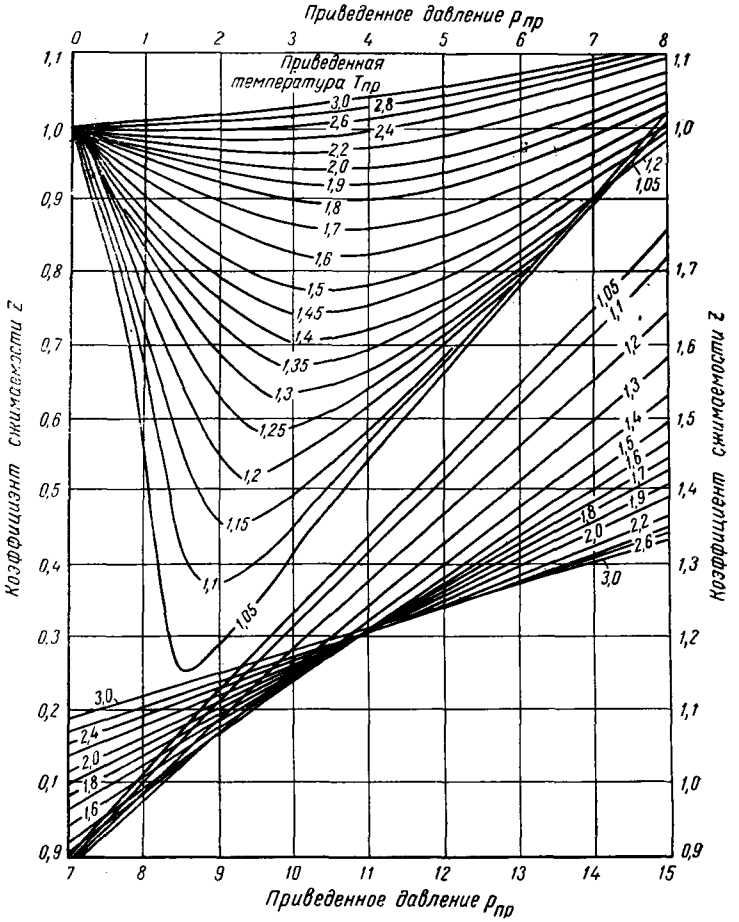


Рис. III.2. Коэффициенты сжимаемости углеводородных газов в зависимости от приведенных параметров.

Коэффициент сжимаемости газов z обычно определяют по экспериментальным графикам. Чтобы избежать построения графиков для каждого газа или их смесей, на основе экспериментальных данных составлен график изменения коэффициента z в зависимости от приведенной температуры $T_{пр}$ и приведенного давления $p_{пр}$ для метана

(рис. III.2). Этот график можно использовать для определения z всех газов, состоящих на 95—96% из метана:

$$p_{\text{пр}} = \frac{p}{\sum y_i p_{\text{кр}\,i}}; \quad T_{\text{пр}} = \frac{T}{\sum y_i T_{\text{кр}\,i}}; \tag{III.39}$$

где p и T — давление и температура газа;

$p_{\text{кр}\,i}$ и $T_{\text{кр}\,i}$ — критические давление и абсолютная температура i-го компонента;

$\sum y_i T_{\text{кр}\,i} = \overline{T}_{\text{кр}}$ $\sum y_i p_{\text{кр}\,i} = \overline{p}_{\text{кр}}$ — среднекритические (псевдокритические) абсолютная температура и давление;

y_i — мольная концентрация i-го компонента в газе.

Таким образом, $p_{\text{пр}}$ и $T_{\text{пр}}$ выражают давление и абсолютную температуру в долях от соответствующих критических величин.

Различные газы, имеющие одинаковые приведенные температуру и давление, находятся в «соответственных состояниях».

По принципу соответственных состояний термодинамические свойства веществ (в том числе и коэффициенты сжимаемости различных газов) с равными приведенными температурой и давлением приблизительно одинаковы, так как при этом различные газы находятся как бы в одинаковом относительном приближении к жидкому состоянию. Поэтому графики коэффициента сжимаемости z в приведенных координатах для углеводородов одного гомологического ряда совпадают с точностью, достаточной для практики. На этом основании график (рис. III.2) можно использовать для вычисления удельного объема и других параметров любого газа (в том числе и газовых смесей), если известны его критические параметры (табл. III.2).

Графики (рис. III.2) действительны для газа, не содержащего значительных количеств неуглеводородных компонентов, большую часть которых обычно составляет азот. В этом случае коэффициент сжимаемости газа можно рассчитать по правилу аддитивности [1] из

$$z = y_a z_a + (1 - y_a) z_y, \tag{III.40}$$

где y_a — мольная доля азота;

z_a — коэффициент сжимаемости азота (рис. III.3);

z_y — коэффициент сжимаемости углеводородной части газа.

На рис. III.4 приведены кривые, характеризующие степень отклонения CO_2 от закона идеального газа.

Рассмотрим пример определения коэффициента сжимаемости газа.

Пример. Найти коэффициент сжимаемости для газа, состоящего из 70% метана, 10% этана и 20% азота (по объему) при давлении 10 МПа и температуре 38° С.

[1] Смеси газов приближенно подчиняются следующему правилу аддитивности: параметры смеси пропорциональны мольным концентрациям и параметрам отдельных компонентов.

Таблица III.2

Физические свойства компонентов, входящих в состав природных газов

Параметры газа	Обозначение	Метан CH_4	Этан C_2H_6	Пропан C_3H_8	Изобутан C_4H_{10}	Нормальный бутан н-C_4H_{10}	Изопентан и-C_5H_{12}	Нормальный пентан н-C_5H_{12}	Углекислый газ CO_2	Окись углерода CO	Сероводород H_2S	Азот N_2	Воздух
Молекулярная масса	M	16,04	30,05	44,06	58,08	58,08	72,15	72,15	44,01	28,01	34,08	28,02	28,97
Плотность по воздуху	ρ	0,554	1,038	1,523	2,007	2,007	2,491	2,491	1,529	0,968	1,191	0 967	1,000
Плотность при 760 *мм рт. ст.* и 0° С, кг/м³	ρ'	0,717	1,344	1,967	2,598	2,598	3,046	3,046	1,977	1,250	1,539	1,250	1,293
Плотность при $T_{кр}$ и $p_{кр}$, кг/м³	$\rho'_{кр}$	162	210	225,5	232,5	225,2	—	232	468	301	—	311	—
Критическая температура, °С	$T_{кр}$	−82,5	+33,0	+96,6	+134,0	+152,0	+187,8	+197,2	+31,1	−140,2	+100,4	−147,0	−140,7
Критическое давление[1], МПа	$p_{кр}$	4,58	4,85	4,34	3,82	3,57	3,29	3,30	7,29	3,45	8,89	3,35	3,72
Объем 1 кг газа, м³	$\frac{22,4}{M}$	1,4	0,74	0,51	0,39	0,39	0,31	0,31	0,51	0,8	0,66	0,80	0,78
Масса 1 м³ газа, кг	$\frac{M}{22,4}$	0,714	1,35	1,97	2,85	2,85	3,22	3,22	1,96	1,25	1,52	1,25	1,29

[1] Принято 1 кгс/см² ≅ 0,1 МПа.

Р е ш е н и е. Мольные доли метана и этана в углеводородной части составляют:

$$y_{CH_4} = \frac{0,7}{0,7+0,1} = 0,875; \quad y_{C_2H_6} = \frac{0,1}{0,7+0,1} = 0,125.$$

По данным табл. III.2 найдем среднекритические значения давления и температуры для углеводородной части:

$$\overline{p}_{кр} = 0,875 \cdot 4,58 + 0,125 \cdot 4,85 \cong 4,61 \text{ МПа};$$

$$\overline{T}_{кр} = 0,875\,(273-82,5) + 0,125\,(273+33,0) = 196,5\ ^\circ\text{К}.$$

Приведенные давления и температуры будут равны

$$p_{пр} = \frac{10}{4,61} = 2,17;$$

$$T_{пр} = \frac{273+38}{196,5} = 1,58.$$

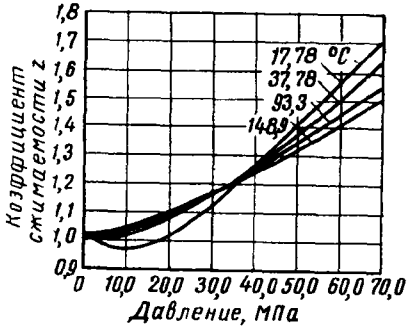


Рис. III.3. Коэффициенты сжимаемости азота.

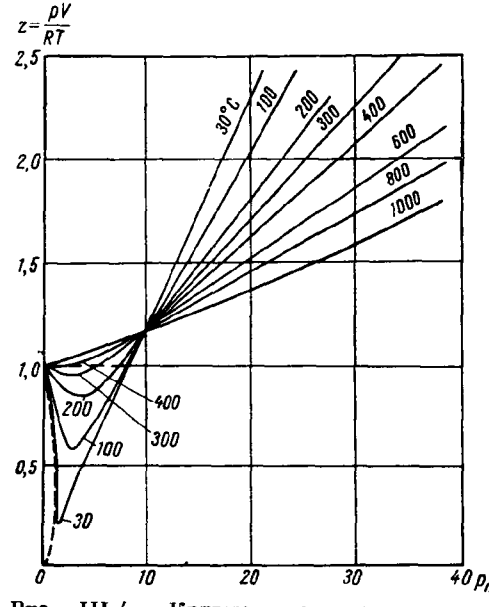


Рис. III.4. Кривые, характеризующие степень отклонения CO_2 от закона идеального газа.

По рис. III.2 находим $z = 0,86$. В присутствии азота коэффициент сжимаемости газа

$$z = 0,2 \cdot 1,01 + (1-0,2)\,0,86 = 0,890.$$

С помощью коэффициента сжимаемости z легко определить объемы газа V в различных условиях. В соответствии с уравнением (III.38) объем газа в любых условиях (температура T и давление p) будет равен

$$V = V_0 z \frac{T \cdot 1}{273 \cdot p}, \qquad \text{(III.41)}$$

где V_0 — объем газа в нормальных условиях в м³. Так, например, газ, при нормальных условиях объем которого $V_0 = 1$ м³, в пласте (при давлении $p_{пл}$ и температуре $T_{пл}$) занимал бы объем пор

$$B = \frac{z}{p_{пл}} \cdot \frac{T_{пл}}{273} \qquad \text{(III.42)}$$

Коэффициент B принято называть объемным коэффициентом газа. Его используют при пересчете объема газа в нормальных условиях в объем газа в пласте и наоборот.

Кроме описанного упрощенного способа учета отклонения реальных газов от состояния идеального с помощью коэффициента сжимаемости существуют другие методы, позволяющие учитывать отклонения законов реального от законов идеального газа. Для этой цели в теории газовых и жидких растворов широко используется метод Льюиса, который предложил ввести новую функцию давления f, называемую летучестью (фугитивностью).

Летучесть f представляет собой «исправленное» давление, после подстановки величины которого формулы, описывающие свойства идеальных газов, становятся пригодными для описания свойств и поведения реальных газов. Таким образом, метод Льюиса представляет собой формальный прием, позволяющий использовать уравнения, описывающие свойства идеальных газов, для реальных систем. Но при этом возникает необходимость экспериментального определения значений f при различных давлениях и температурах для каждого реального газа.

Вид зависимости функции Гиббса G от f постулируется в виде

$$dG = RT \cdot d \ln f. \tag{III.43}$$

Для идеального газа согласно (III.27)

$$dG = V\,dp = \frac{RT}{p}\,dp = RT \cdot d \ln p. \tag{III.44}$$

Равенства (III.43) и (III.44) для идеального газа должны быть эквивалентны, т. е.

$$d \ln f = d \ln p.$$

Откуда

$$\frac{f}{p} = \text{const}.$$

По Льюису для случая идеального газа $f = p$. В случае реального

$$\gamma = \frac{f}{p},$$

где γ — коэффициент активности или коэффициент летучести.

Перенося значение dG из (III.43) в (III.44), получим зависимость изменения летучести от давления

$$\left(\frac{\partial \ln f}{\partial p}\right)_T = \frac{V}{RT}; \tag{III.45}$$

$$d \ln f = \frac{V}{RT}\,dp.$$

При изменении давления от p_1 до p_2 летучесть приобретает значения f_1 и f_2. После интегрирования в этих пределах получим

$$\ln \frac{f_2}{f_1} = \frac{1}{RT} \int_{p_1}^{p_2} V\, dp. \qquad \text{(III.46)}$$

Летучесть может быть вычислена по этому уравнению.

Коэффициент сжимаемости z и летучесть f связаны соотношением

$$\ln \frac{f}{p} = \int_0^p \frac{z-1}{p}\, dp. \qquad \text{(III.47)}$$

Величину f можно определять также по приближенной формуле

$$f \cong \frac{p^2}{\frac{RT}{V}} \qquad \text{(III.48)}$$

Учитывая, что $pV = zRT$, получим

$$f \cong zp, \qquad \text{(III.49)}$$

т. е. приближенно летучесть равна произведению коэффициента сжимаемости газа на давление.

Метод Льюиса распространяется также и на растворы в связи с тем, что действительная упругость паров зависит не только от температуры, но и от давления. Летучесть при этом характеризуется стремлением вещества в зависимости от давления и температуры перейти из одной фазы в другую.

Приближенно летучесть f реальных газов (так же, как сжимаемость z) можно вычислить, воспользовавшись методом расчета, основанным на принципе соответственных состояний. Коэффициенты активности различных реальных газов оказываются равными при одинаковых значениях приведенной температуры и приведенного давления [1].

На рис. III.5 приведены графики зависимости γ от $p_{\text{пр}}$. Каждая кривая является изотермой, которой отвечает определенная величина приведенной температуры.

Важное преимущество введения функции f заключается в том, что для описания свойств и поведения реальных газов и жидких растворов можно применять простые формы уравнений, присущие идеальным системам (об этом см. в курсах физической химии).

---

[1] Герасимов Я. И., Древинг В. П., Еремин Е. Н., Киселев А. В., Лебедев В. П., Панченков Г. П., Шлыгин А. И. Курс физической химии. Т. I, М., изд-во «Химия», 1964.

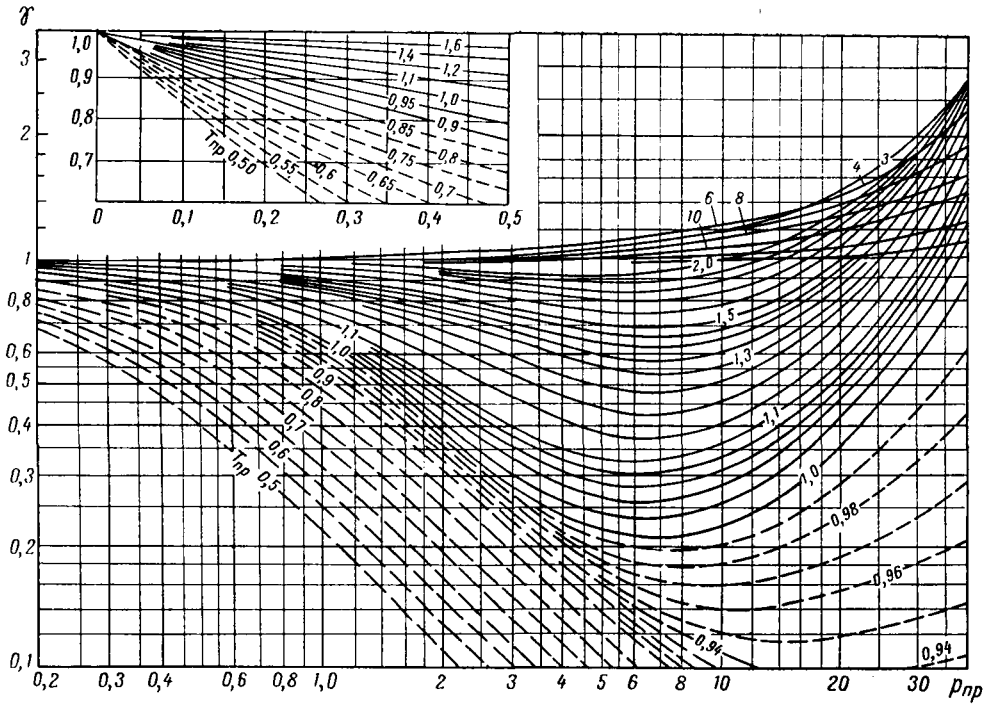


Рис. III.5. Зависимость коэффициента активности $\gamma = \frac{f}{p}$ газов от приведенных давления $p_{пр}$ и температуры $T_{пр}$.

§ 5. ПЛОТНОСТЬ ГАЗОВ

За относительную плотность газа принимается число, показывающее, во сколько раз масса газа, заключенная в определенном объеме при данном давлении и температуре, больше или меньше массы сухого воздуха, заключенного в том же объеме при нормальных условиях:

$$d = \frac{\rho_г}{\rho_в}, \qquad \text{(III.50)}$$

где $\rho_г$ и $\rho_в$ — плотности газа и воздуха. Чем жирнее газ, т. е. чем больше он содержит тяжелых компонентов, тем больше его плотность.

Плотность газов измеряют специальными газовыми пикнометрами или же эффузивным методом, который основан на измерении скорости истечения газов из отверстий.

В кинетической теории газов доказывается, что квадраты скоростей истечения газов из малых отверстий обратно пропорциональны их плотностям:

$$\frac{v_1^2}{v_2^2} = \frac{\rho_2}{\rho_1}, \qquad \text{(III.51)}$$

где v_1, v_2, ρ_1, ρ_2 — соответственно скорости истечения и плотности газов.

Если заменить отношение скоростей обратным отношением времени истечения равных объемов газов, получим

$$\frac{t_1^2}{t_2^2} = \frac{\rho_1}{\rho_2},$$

где t_1 и t_2 — время истечения равных объемов газов, имеющих плотности ρ_1 и ρ_2, или

$$\rho_2 = \rho_1 \frac{t_1^2}{t_2^2}. \qquad \text{(III.52)}$$

Приняв за единицу плотность воздуха ($\rho_в = \rho_1 = 1$), находят относительную плотность газа (по отношению к воздуху).

Плотность газа можно также определить по его относительной молекулярной массе. Для смеси газов их средняя (кажущаяся) молекулярная масса рассчитывается по известному мольному компонентному составу газа по формуле

$$\overline{M} = y_1 M_1 + y_2 M_2 + \ldots + y_n M_n = \sum y_i M_i, \qquad \text{(III.53)}$$

где $\overline{M}$ — средняя относительная молекулярная масса газа;

M_1, M_2, ..., M_n — относительные молекулярные массы соответствующих компонентов;

y_1, y_2, ..., y_n — мольные доли компонентов.

Один киломоль (кмоль) любого газа при нормальных условиях занимает объем, равный 22,4 м³. Следовательно, относительную

плотность газов (по воздуху) можно определить по их средним молекулярным массам из соотношения

$$d = \frac{\overline{M}}{M_{\text{воздух}}} = \frac{M}{28{,}97}. \qquad \text{(III.54)}$$

Кроме того, по известной плотности газа ρ_0 при нормальных условиях средняя его молекулярная масса

$$\overline{M} = 22{,}4\rho_0. \qquad \text{(III.55)}$$

В табл. III.2 приведены величины относительной плотности по воздуху некоторых газов.

Плотности многих углеводородных газов и сероводорода больше плотности воздуха (табл. III.2). Поэтому эти вещества могут накапливаться в помещениях насосных, в колодцах и т. д., если арматура оборудования негерметична. Это необходимо учитывать при проектировании промыслового хозяйства, при проведении работ на промысле. Зависимость плотности различных газов от давления и температуры приведена на рис. III.6.

§ 6. ВЯЗКОСТЬ ГАЗОВ

Вязкость — одно из свойств газов, определяющих закономерности движения их в пластах. Вязкость газа в зависимости от изменения параметров, характеризующих его состояние, изменяется сложным образом. При низких давлениях и температурах свойства реальных газов приближаются к идеальным. Закономерности изменения вязкости газов при различных давлениях и температурах можно объяснить исходя из некоторых положений кинетической теории газов. Динамическая вязкость газа связана с его плотностью ρ, средней длиной свободного пути $\overline{\lambda}$ и средней скоростью молекул v соотношением

$$\mu = \frac{\rho \overline{v}\,\overline{\lambda}}{3}. \qquad \text{(III.56)}$$

По формуле (III.56) определяется зависимость динамической вязкости газа от давления и температуры. С повышением давления плотность газа возрастает, но при этом уменьшается средняя длина свободного пробега молекул, а скорость их не изменяется. В результате с увеличением давления динамическая вязкость газа вначале практически остается постоянной. Из формулы (III.56) также следует, что с увеличением температуры вязкость газа должна возрастать, так как скорость молекул $\overline{v}$ увеличивается (ρ и $\overline{\lambda}$ остаются постоянными). Отмеченный характер изменения вязкости газов объясняется проявлением внутреннего трения. Количество движения из слоя в слой передается вследствие перелета молекул газа в движущиеся друг относительно друга слои. При этом возникают силы, тормозящие движение одного слоя и увеличивающие скорость движения

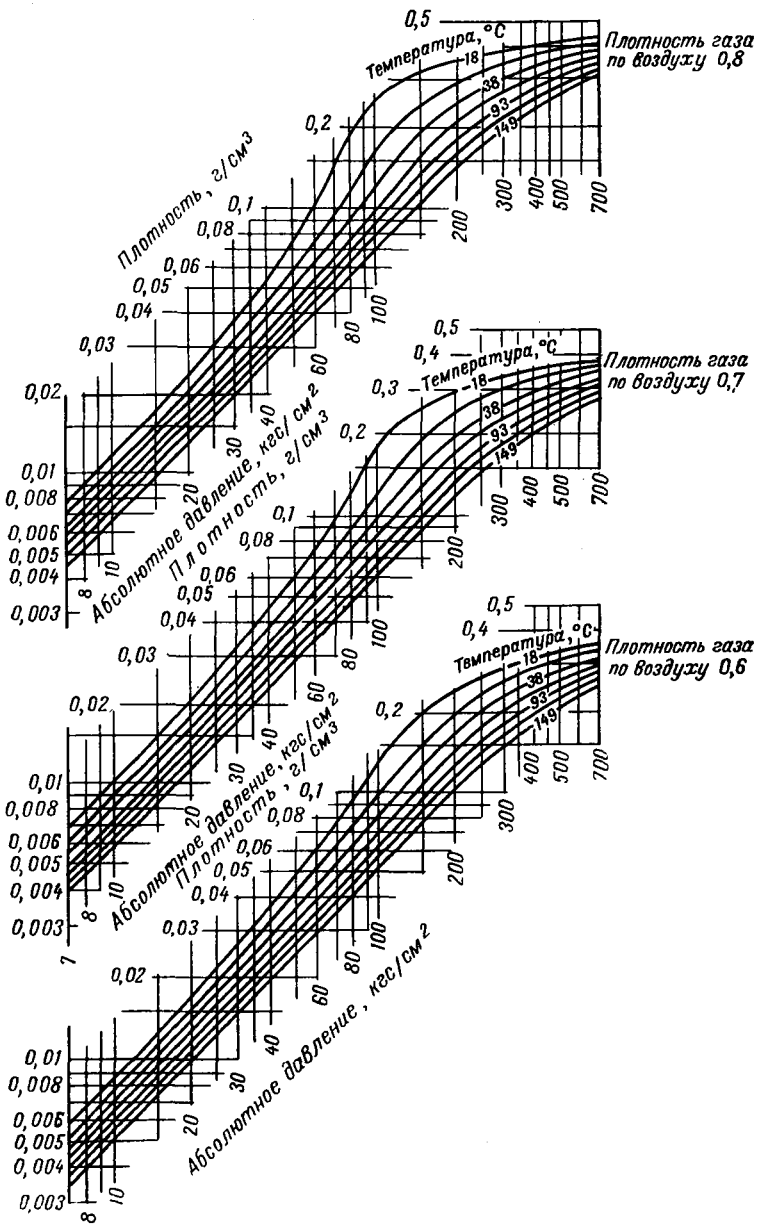


Рис. III.6. Плотность природных газов.

другого. С повышением температуры увеличиваются скорость и количество движения, передаваемое в единицу времени, и, следовательно, увеличивается вязкость. Поэтому вязкость газов почти не зависит от давления, если оно близко к атмосферному и увеличивается с ростом температуры. В пределах одного гомологического ряда вязкость газов уменьшается с возрастанием молекулярной массы. Однако с повышением давления эти закономерности нарушаются — с увеличением температуры понижается вязкость газа, т. е. при высоких давлениях вязкость газов изменяется с повышением температуры аналогично изменению вязкости жидкости. Газы с более высокой молекулярной массой, как правило, имеют и бóльшую вязкость. В сжатом газе перелет молекул в движущиеся друг относительно друга слои затруднен и количество движения из слоя в слой передается в основном, как у жидкостей, за счет временного объединения молекул на границе слоев. С повышением температуры ухудшаются условия для объединения молекул вследствие увеличения скоростей их движения и поэтому вязкость [1] сильно сжатых газов уменьшается с повышением температуры. Графики (рис. III.7 и III.8) составлены для метана, пропана и метанпропановых смесей. При содержании в газе более 5% азота (рис. III.9) следует учитывать его влияние на вязкость газа и определять средневзвешенную вязкость смеси по формуле

$$\mu = y_a \mu_a + (1 - y_a)\,\mu_y, \qquad \text{(III.57)}$$

где μ — динамическая вязкость смесей углеводородных газов и азота;

μ_a и μ_y — динамические вязкости азота и углеводородной части смеси газов;

y_a — мольная доля азота в составе газа.

Для экспериментального определения вязкости газов при различных условиях разработано много методов. Основные из них: капиллярный; *метод измерения скорости падения шарика* в исследуемом газе; методы вращения цилиндров и затухания вращательных колебаний диска, подвешенного в исследуемом газе [9].

§ 7. РАСТВОРИМОСТЬ ГАЗОВ В НЕФТИ

От количества растворенного в пластовой нефти газа зависят все ее важнейшие свойства: вязкость, сжимаемость, термическое расширение, плотность и т. д.

Чрезвычайная сложность состава нефти и значительные пределы изменения пластовых давлений и температур затрудняют применение термодинамических уравнений для расчетов газонасыщенности нефти при высоких давлениях [2]. Поэтому газонасыщенность нефтей при

---

[1] 1 сП = 10^{-3} Н · сек/м² = 1 мПа · с.

[2] Кричевский И. Р. Фазовые равновесия в растворах при высоких давлениях. М., изд-во Госхимиздат, 1952.

Тривус Н. А. Применение уравнения Кричевского — Ильинской к растворимости естественного газа в нефти. Докл. АН Азерб. ССР, том 17, № 10, 1961.

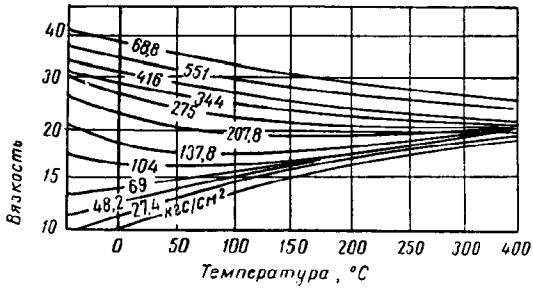


Рис. III.7. Вязкость метана (в мкПа·с) в зависимости от давления и температуры.

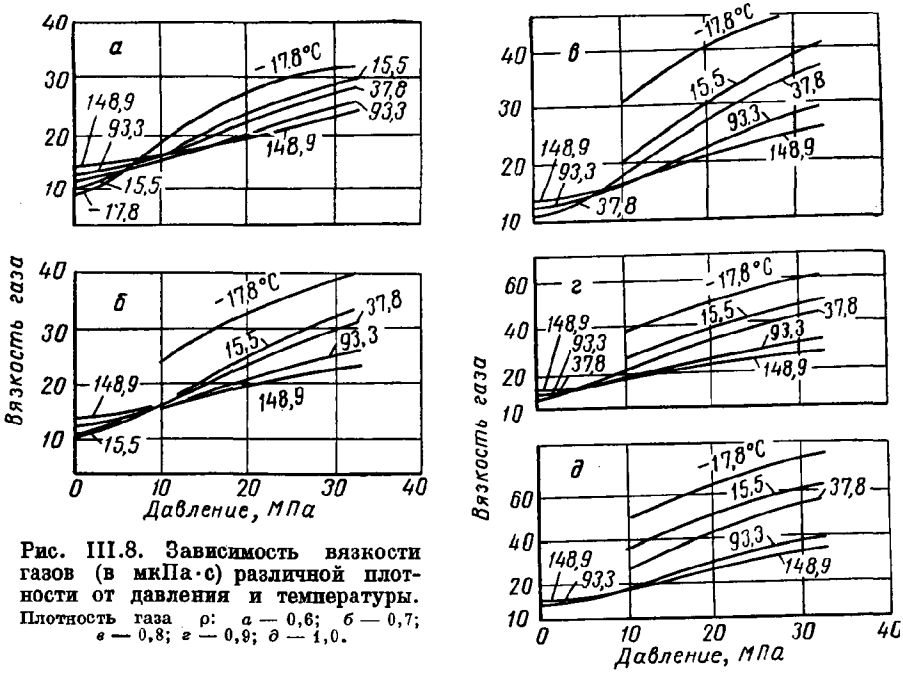


Рис. III.8. Зависимость вязкости газов (в мкПа·с) различной плотности от давления и температуры.
Плотность газа ρ: *а* — 0,6; *б* — 0,7; *в* — 0,8; *г* — 0,9; *д* — 1,0.

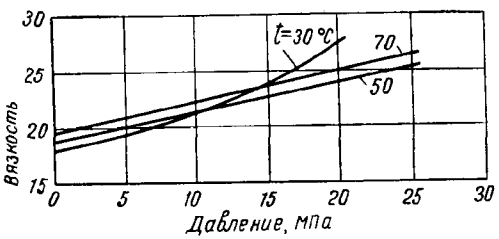


Рис. III.9. Зависимость вязкости азота (в мкПа·с) от давления и температуры.

различных давлениях и температурах обычно определяют по экспериментальным данным.

При небольших величинах давления и температур растворимость газов в нефти практически подчиняется закону Генри — количество газа $V_г$, растворенного при данной температуре в единице объема $V_ж$ жидкости, пропорционально давлению p газа над поверхностью

$$V_г = \alpha p V_ж, \tag{III.58}$$

где α — коэффициент растворимости газа.

$$\alpha = \frac{V_г}{V_ж p}. \tag{III.59}$$

$$[\alpha] = \frac{м^2}{Н} \quad \text{или} \quad [\alpha] = \frac{м^3}{м^3 \cdot (кгс/см^2)}$$

Из (III.59) следует, что коэффициентом растворимости учитывается количество газа, растворяющегося в единице объема жидкости при увеличении давления на единицу.

Коэффициент растворимости реальных газов не является постоянной величиной и зависит от рода жидкости и газа, от давления, температуры и от других факторов, которые приобретает раствор газа в жидкости. Это связано с общим отклонением реальных газов от идеального газа.

Как уже упоминалось, введение понятия летучести (фугитивности) f позволяет связать найденные опытным путем свойства реального газа с его термодинамическими параметрами (т. е. подстановка вместо давления летучести f в формулы, основанные на идеализированном представлении о процессе, позволяет использовать их для описания реальных процессов). Как известно, метод этот распространяется и на растворы. Используем далее понятие летучести при рассмотрении вначале растворимости однокомпонентных газов в жидкостях.

При исследовании теоретических вопросов растворимости газов закон Генри обычно записывается через мольные концентрации газа в растворе

$$N = \alpha p$$

или

$$p = \frac{1}{\alpha} N = \alpha' N, \tag{III.60}$$

где N — мольная концентрация газа в растворе.

$$N = \frac{n_г}{n_ж + n_г}$$

Здесь $n_ж$ и $n_г$ — число молей жидкой и газовой фаз в системе.

Тогда, с учетом летучести закон Генри запишется в виде

$$\lim_{N \to 0} \frac{f}{N} = \alpha'(p, T). \tag{III.61}$$

Уравнение (III.61) можно применять лишь при концентрациях газа, приближающихся к нулю.

Получение зависимостей концентрации газа в жидкости от давления затрудняется не только вследствие отклонения реальных газов от законов идеального, но также и потому, что в растворе реальный газ приобретает специфические свойства. Внешним выражением этих свойств является увеличение объема раствора при введении в него газа. Повышение объема влияет на концентрацию газа в жидкости. Приращение объема раствора определяется количеством растворенного газа, свойствами жидкости и газа, температурой и давлением. Увеличение объема жидкости обычно характеризуют величиной $\overline{V}$, представляющей собой приращение объема жидкости при растворении в ней 1 кг газа. Эту величину $\overline{V}$ называют кажущимся удельным объемом растворенного газа в жидкой фазе.

$$\overline{V} = \frac{\Delta V}{G}$$

Смысл понятия «кажущийся» заключается в том, что приращение объема ΔV жидкости (нефти) не представляет собой истинного объема растворенного газа в нефти, а является результатом взаимодействия молекулярных сил растворенного газа и жидкости. В химической термодинамике величину $\overline{V}$ называют парциальным мольным объемом.

С учетом отклонения законов реальных газов от законов идеального, а также изменения объема раствора при введении в него газа, И. Р. Кричевским дается следующее уравнение, связывающее концентрацию газа в жидкости с давлением

$$\ln \frac{f}{N} = \ln \frac{f_0}{N_0} + \overline{V} \frac{(p - p_0)}{RT}, \qquad \text{(III.62)}$$

где f — летучесть газа в газовой фазе;
N — мольная концентрация газа в растворе;
p — общее давление над раствором;
p_0 — упругость пара растворителя;
f_0 — летучесть газа при давлении, равном упругости p_0 пара растворителя при температуре T;
N_0 — мольная концентрация газа в растворе при давлении p_0;
$\overline{V}$ — кажущийся (парциальный) мольный объем.

Из (III.62) получим

$$N = \left[\frac{N_0}{f_0} \cdot \frac{1}{e^{\frac{\overline{V}(p-p_0)}{RT}}} \right] f. \qquad \text{(III.63)}$$

Из (III.63) следует, что зависимость коэффициента растворимости от давления и температуры определяется соотношением

$$\alpha = \frac{N_0}{f_0} \cdot \frac{1}{e^{\frac{V(p-p_0)}{RT}}}, \qquad \text{(III.64)}$$

т. е. коэффициент α с увеличением давления уменьшается.

При растворении газов в нефти эта закономерность соблюдается лишь при небольших давлениях. В общем же случае коэффициент растворимости газов в нефти в зависимости от давления может увеличиваться и уменьшаться (рис. III.10).

Перегиб кривой растворимости и возрастание коэффициента α некоторых газов происходит в связи с увеличением объема раствора и влиянием этого процесса на концентрацию газа в жидкости. Величина приращения объема раствора и ее интенсивность зависят от количества растворенного газа, свойств жидкостей и газов и их

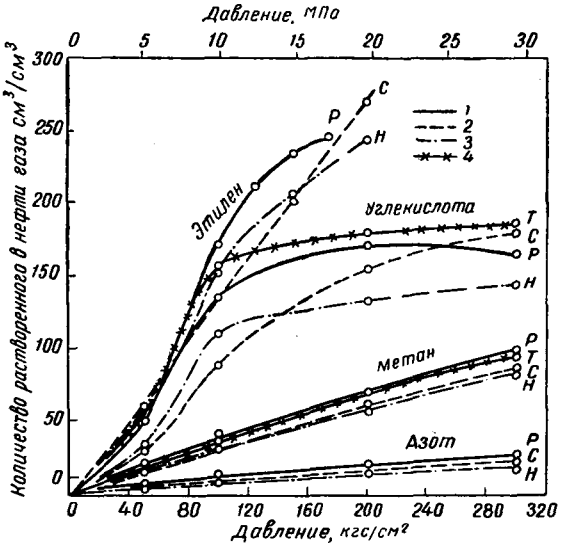


Рис. III.10. Изотермы растворимости газов в различных нефтях при температуре 50° С (по Т. П. Сафроновой и Т. П. Жузе).

Нефть: *1* — ромашкинская; *2* — сураханская; *3* — небитдагская; *4* — туймазинская.

состава. Наконец, значительное влияние на растворимость газов оказывают процессы обратного испарения (об этом явлении см. гл. IV).

Различные компоненты нефтяного газа обладают неодинаковой растворимостью, причем с увеличением молекулярной массы газа коэффициент растворимости его возрастает. Особенно плохо растворяется азот. Из рис. III.10 следует, что растворимость газов в нефти, помимо давления, температуры и природы газа, зависит также от свойств нефти. Установлено, что разница в абсолютных величинах растворимости газов в исследованных нефтях и характер изотерм растворимости связаны с различным фракционным и углеводородным составом нефтей. Растворимость газов увеличивается с повышением содержания в нефти парафиновых углеводородов (туймазинская и ромашкинская нефти содержат во фракциях, выкипающих до 300° С,

около 52% парафиновых углеводородов; в сураханской и небитдагской нефтях их содержится 42—43%). Установлено также, что при высоком содержании ароматических углеводородов в нефти ухудшается растворимость в ней газов.

Форма изотерм растворимости для различных газов, также не одинакова. Для плохо растворимых газов (азот, метан) они характеризуются пологим подъемом, почти равномерным во всем интервале давления (т. е. малорастворимые газы лучше подчиняются закону Генри, чем хорошо растворимые). Изотермы хорошо растворимых газов (CO_2, C_2H_6, C_3H_8) характеризуются резким подъемом до определенных давлений, а затем они выполаживаются. Последнее объясняется обратными процессами растворения компонентов нефти в сжатом газе при высоких давлениях. Этот эффект в ряду углеводородных газов усиливается с ростом молекулярной массы газа. Для азота он незначителен, а если метан растворяется в нефти, обратное испарение наблюдается лишь при очень высоких давлениях (о природе процессов обратного испарения см. гл. IV).

Из рис. III.10 также следует, что на растворимость газов в нефти природа газа влияет больше, чем состав нефти.

Коэффициент растворимости попутных нефтяных газов изменяется в широких пределах и достигает $(4 \div 5)\ 10^{-5}$ м^3/(м^3 · Па).

Углеводородные газы хуже растворяются в нефти с повышением температуры. Так, например, в нефти Ромашкинского месторождения при 15 МПа (150 кгс/см^2) и $t = 40°$ С в 1 м^3 нефти растворяется 59 м^3 газа, а при $t = 60°$ С растворяется 53 м^3.

Установлено, что количество растворяющегося или выделяющегося из нефти газа при одних и тех же условиях зависит еще от характера процесса — идет ли он *контактно* или *дифференциально*. Контактными (или одноступенчатыми) принято называть такие процессы, при которых весь выделяющийся газ находится в контакте с нефтью. При дифференциальном дегазировании выделяющийся из раствора газ непрерывно отводится из системы. При этом, очевидно, и состав нефтегазовой смеси в процессе разгазирования непрерывно изменяется. Строгое соблюдение условий дифференциального дегазирования в лабораторных условиях затруднено, и обычно оно заменяется ступенчатым (или многократным) разгазированием. При этом количество выделившегося из нефти газа измеряется порциями по мере снижения давления в смеси и отвода выделившегося газа.

При дифференциальном дегазировании количество остающегося в растворенном состоянии газа при одинаковых давлениях больше, чем при контактном. Это связано с преимущественным переходом в паровую фазу метана в начале процесса дегазации. С удалением его из системы увеличивается содержание тяжелых углеводородов в составе оставшихся в системе газов. Вследствие этого повышается растворимость их в нефти. В промысловых условиях протекают и контактные и дифференциальные процессы дегазирования. Например, в начальные периоды снижения давления ниже точки насыщения,

когда газ в пласте еще неподвижен относительно нефти, процесс более походит на контактное дегазирование. В последующие периоды, когда насыщенность пор газом увеличивается, он по мере выделения

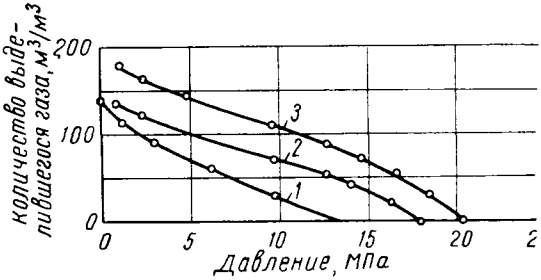


Рис. III.11. Кривые разгазирования новодмитриевской нефти (по данным ВНИИ).
1 — с плотностью 809 кг/м³ при $t = 20°$ С; *2* — с плотностью 809 кг/м³ при $t = 104°$ С; *3* — с плотностью 824 кг/м³ при $t = 105°$ С.

из нефти быстрее движется к забоям скважин и процесс дегазирования напоминает дифференциальный.

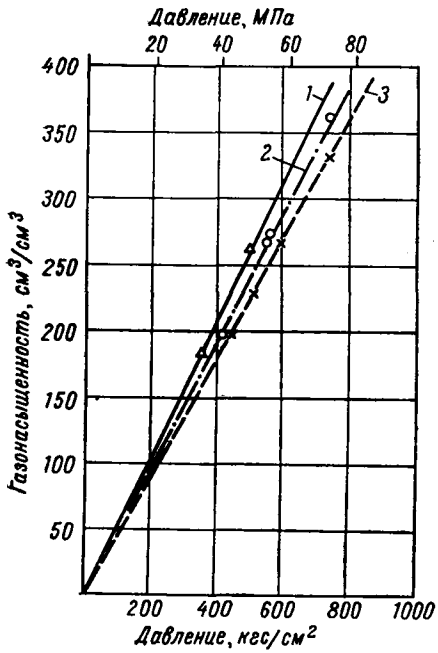


Рис. III.12. Зависимость газонасыщенности нефти с плотностью 865 кг/м³ от давления.
Температура: *1* — 69° С; *2* — 95° С; *3* — 127° С.

Представление о количестве газа, выделившегося из нефти при снижении давления, дают кривые разгазирования (рис III.11). Большая часть кривых разгазирования нефтей обычно похожа на кривую *1*.

Коэффициентом разгазирования принято называть количество газа, выделяющегося из единицы объема нефти при снижении давления на единицу. Обычно по мере снижения давления коэффициент разгазирования увеличивается, но закономерность эта не всегда соблюдается. Иногда коэффициент разгазирования при высоких давлениях оказывается больше, чем при низких. В области очень высоких температур и давлений коэффициент разгазирования возрастает в связи с явлениями обратного испарения (об этом см. ниже).

В последние годы значительно возросли глубины залегания

пластов, вовлекаемых в разработку, и в литературе [1] появились результаты исследования свойств нефтей при давлениях до 100 МПа. На рис. III.12 приведены изотермы растворимости газа с относительной плотностью 0,68 в нефти ($\rho = 865$ кг/м^3) *.

Как следует из рис. III.12 в области высоких давлений зависимость газонасыщенности нефти от давления может быть принята за линейную. На основании опытных данных Н. А. Тривус и А. К. Ахмедов получили следующее уравнение для вычисления количества газа (с плотностью 0,62), растворенного при давлении p и температуре t в азербайджанских нефтях с плотностью $\rho_н$:

$$Q = [0{,}325 - 0{,}0009\,(t - 40)]\,p + \\ + [756 - 2{,}6\,(t - 40) + 1{,}2p]\,(0{,}93 - \rho_н), \qquad \text{(III.65)}$$

где p — давление в кгс/см^2;
t — температура в °С;
$\rho_н$ — плотность нефти в г/см^3.

§ 8. ДАВЛЕНИЕ НАСЫЩЕНИЯ НЕФТИ ГАЗОМ

Давлением насыщения (или начала парообразования) пластовой нефти называют давление, при котором газ начинает выделяться из жидкости.

Давление насыщения зависит от соотношения объемов нефти и растворенного газа, от их состава и пластовой температуры. При всех прочих равных условиях с увеличением молекулярной массы нефти (и плотности) давление насыщения увеличивается. С ростом в составе газа количества компонентов, относительно плохо растворимых в нефти, давление насыщения также увеличивается. Особенно высокими давлениями насыщения характеризуются нефти, в которых растворено значительное количество азота. Например, давление насыщения туймазинской нефти, равное 9,4 МПа, при отсутствии азота было бы порядка 5 МПа **. С повышением температуры

* Тривус Н. А., Ахмедов А. К. Газонасыщенность нефти при давлениях до 1000 ат. «Нефтяное хозяйство», 1965, № 7.

* Пробы составлены из карадагской нефти ($\rho = 857$ кг/м^3 и $M = 226$), сухого и конденсатного газа следующего состава (в % объемных):

Газ	Углеводороды						
	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	C_6	CO_2
Сухой	90,8	4,28	2,39	1,26	0,58	0,29	0,40
Конденсатный	89,46	4,22	2,35	1,24	0,57	1,77	0,39

** В нефти пласта $Д_1$ Туймазинского месторождения содержится 0,84% азота по массе.

давление насыщения может значительно увеличиваться. Из графика (III.13) следует, что во избежание больших ошибок давление насыщения необходимо определять при строгом соблюдении температурных условий пласта.

В природных условиях давление насыщения может соответствовать пластовому или же быть меньше его. При первом условии нефть будет полностью насыщена газом, при втором недонасыщена. Разница между давлениями насыщения и пластовым может колебаться в значительных пределах — от десятых долей до десятков МПа. Так, например, в месторождении Вентура Авеню (США) превышение пластового давления над давлением насыщения составляет около 33 МПа (330 кгс/см²). Для проб нефти, отобранной из одной и той же залежи, давление насыщения часто бывает различным. Например, на Туймазинском месторождении оно изменяется от 8 до 9,4 МПа. Это связано с изменением свойств и состава нефти и газа в пределах залежи.

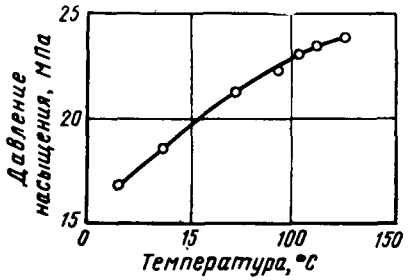


Рис. III.13. Зависимость давления насыщения пластовой нефти Новодмитриевского месторождения от температуры (по данным ВНИИ).

Давление насыщения и закономерности выделения газа изучаются в лаборатории по пробам нефти, отобранным с забоя скважин. Опыты обычно проводятся при отсутствии пористой среды. По результатам исследований можно сделать вывод, что в пластовых условиях на закономерности выделения газа из нефти оказывают некоторое влияние порода, количество остаточной воды и ее свойства и другие факторы, обусловленные законами капиллярности и физико-химическими свойствами пластовых жидкостей и горных пород. По имеющимся экспериментальным данным порода способствует некоторому повышению давления насыщения. Так, например, по данным МИНХ и ГП газ начинает выделяться из пермской нефти, насыщенной метаном с примесью азота (2% объем.), в пористой среде независимо от величины $\rho_н$ при давлении на 0,4—0,5 МПа выше, чем это происходит при выделении газа из той же нефти в металлическом сосуде при отсутствии пористой среды.

Большой интерес представляет сравнительное изменение газонасыщенности различных участков залежи, обладающих неодинаковыми физическими свойствами горных пород, при понижении давления ниже точки выделения газа. В связи с различием состава нефтей и количества остаточной воды рост газонасыщенности на участках, сложенных малопроницаемыми породами, значительно отстает от относительного газосодержания более проницаемых участков коллекторов.

Как уже упоминалось, физические свойства нефтей в пластовых условиях определяются экспериментальными исследованиями проб

пластовой нефти. В литературе опубликовано множество эмпирических расчетных способов оценки параметров пластовых нефтей. Эти эмпирические соотношения выводятся на основе имеющейся связи между свойствами пластовой нефти и газовым фактором, содержанием в газе метана, азота и плотностью дегазированной нефти. По данным ТатНИИ, например, давление насыщения нефти газом, вязкость и плотность ее в пластовых условиях и коэффициент сжимаемости для многих нефтей Татарии и Башкирии (с газовым фактором от 2 до 31 $м^3/т$) могут быть аппроксимированы следующими уравнениями:

$$p_н = 3{,}13 + 0{,}000236\left(N_г C_1 \frac{G}{\rho_н}\right); \qquad \text{(III.66)}$$

$$\lg \mu = 3{,}88 + 28{,}65 \lg \rho_н - 0{,}88 \lg \frac{G}{\rho_н}; \qquad \text{(III.67)}$$

$$\beta_н = \left(\frac{\rho_н}{1{,}483\rho_н - 1{,}0691} + \frac{1}{0{,}3482 - 0{,}00342\frac{G}{\rho_н}}\right) 10^{-10}; \qquad \text{(III.68)}$$

$$\rho = 0{,}3839 + 0{,}5715\rho_н - 0{,}000955\frac{G}{\rho_н},$$

где $p_н$ — давление насыщения нефти газом в МПа;
μ — вязкость пластовой нефти в мПа·с;
$\beta_н$ — коэффициент сжимаемости нефти в $м^3/(м^3 \cdot Па)$ или $м^2/Н$;
ρ и $\rho_н$ — плотности пластовой и дегазированной нефти в $кг/м^3$;
G — газовый фактор в $м^3/м^3$;
$N_г$ и C_1 — содержание в газе азота и метана в % объем.

§ 9. СЖИМАЕМОСТЬ НЕФТИ. ОБЪЕМНЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ

Нефть, как и все жидкости, обладает упругостью, т. е. способностью изменять объем под действием внешнего давления. Упругость жидкостей измеряется коэффициентом сжимаемости (или объемной упругости), определяемым из соотношения

$$\beta_н = -\frac{1}{V}\frac{\Delta V}{\Delta p}, \qquad \text{(III.69)}$$

где ΔV — изменение объема нефти;
V — исходный объем нефти;
Δp — изменение давления.

Из уравнения (III.69) следует, что коэффициент сжимаемости характеризует относительное изменение единицы объема нефти при изменении давления на одну единицу.

Коэффициент сжимаемости зависит от состава пластовой нефти, температуры и абсолютного давления. Нефти, не содержащие растворенный газ, обладают сравнительно низким коэффициентом сжимаемости, порядка $4 \cdot 10^{-10} \div 7 \cdot 10^{-10}$ $м^2/Н$. Легкие нефти, содержащие значительное количество растворенного газа, обладают повышенным

коэффициентом сжимаемости ($\beta_н$ достигает $140 \cdot 10^{-10}$ м²/Н). Чем выше температура, тем больше коэффициент сжимаемости (рис. III.14). Высокие коэффициенты сжимаемости свойственны нефтям, находящимся в пласте в условиях, близких к критическим и, в частности, нефтям, окаймляющим газоконденсатные залежи.

Из графика (рис. III.15) следует, что с уменьшением пластового давления вплоть до давления насыщения коэффициент сжимаемости продолжает увеличиваться. При определении коэффициента сжимаемости нефтей следует учитывать, что процесс изменения пластового давления во многих залежах происходит очень медленно и близок к квазистатическому [1]. При этом нефтям в области давлений насы-

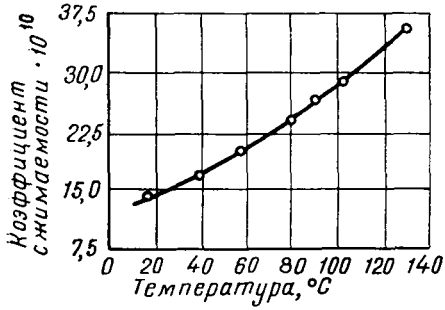


Рис. III.14. Зависимость коэффициента сжимаемости от температуры для нефти Новодмитриевского месторождения (по данным ВНИИ).

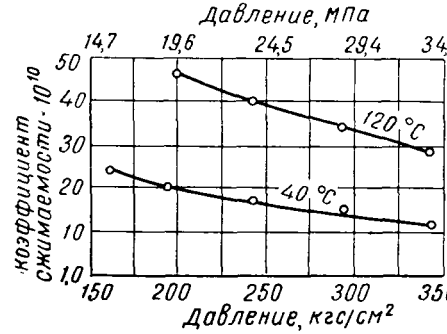


Рис. III.15. Зависимость коэффициента сжимаемости от давления и температуры для новодмитриевской нефти плотностью 809 кг/м³ (по данным ВНИИ).

щения свойственны явления вторжения [36], т. е. состояния нефтегазовых растворов могут характеризоваться на фазовой диаграмме точкой, соответствующей фазовому состоянию, в котором вещество в действительности не находится. Например, если взять нефть при температуре T_1, находящуюся в равновесии с газом при давлении p_1, и отделить затем жидкость от газа, то для начала выделения газа требуется некоторое растяжение жидкости (т. е. понижение давления до величины p_2, меньшей, чем p_1). Или же для этого требуется перегрев нефтегазового раствора до температуры $T_2 > T_1$. Состояния перегретой, переохлажденной или растянутой жидкости называются метастабильными состояниями.

Нефтегазовые растворы в метастабильном состоянии характеризуются относительной устойчивостью. Переход нефти из такого состояния в устойчивую фазу затрудняется на первых порах при понижении давления в связи с развитием процесса в сторону возрастания свободной энергии системы из-за возникновения новых границ раздела нефть — газ.

[1] Квазистатический процесс — «как будто статический», близкий к статическому, равновесному процесс/.

Мерой вторжения в данном случае жидкого состояния в область газожидкостной смеси может служить отношение равновесного давления p_1 к давлению фактического начала парообразования p_2.

Квазиравновесные режимы исследований нефтегазовых растворов, используемые при изучении фазовых переходов, позволили обнаружить значительные отклонения свойств нефтей вблизи давления насыщения их газом [1]. Эти отклонения возникают перед выделением макрообъемов газа в связи с изменениями, происходящими в строении и свойствах жидкостей, вызванными образованием новой фазы.

По результатам исследований В. А. Каревского область аномальных состояний охватывает интервал давлений, не только непосредственно примыкающий к давлению выделения газа, но и более высоких его значений (вплоть до 10—15 МПа). В этой области наблюдаются аномальные изменения акустических характеристик и сжимаемости газожидкостных систем при квазиравновесном режиме изменения давления. Сжимаемость нефтей в этой области может возрастать в 2 раза и более (по сравнению с соседней областью).

С количеством растворенного газа в нефти связана также величина объемного коэффициента b, определяющего соотношение объемов нефти в пластовых условиях к объему этой же нефти после отделения газа на поверхности:

$$b = \frac{V_{пл}}{V_{дег}}, \qquad \text{(III.70)}$$

где $V_{пл}$ — объем нефти в пластовых условиях;

$V_{дег}$ — объем этой же нефти при атмосферном давлении и $t = 20°$ С после дегазации.

Объем нефти в пластовых условиях превышает объем сепарированной нефти в связи с повышенной пластовой температурой и содержанием большого количества растворенного газа в пластовой нефти. Однако высокое пластовое давление само по себе обусловливает уменьшение объемного коэффициента, но так как сжимаемость жидкостей весьма мала, это давление мало влияет на величину объемного коэффициента нефти (рис. III.16). При снижении первоначального пластового давления от p_0 до давления насыщения $p_н$ объемный коэффициент нефти незначительно увеличивается в связи с расширением жидкости (кривая *аб* на рис. III.16). В точке *б* начала выделения газа величина b достигает максимума и дальнейшее падение давления приводит к выделению газа из нефти и уменьшению объемного коэффициента.

На точность определения объемного коэффициента в лаборатории при разных условиях дегазации влияют температурные условия. С падением температуры количество газа, выделяющегося из нефти,

---

[1] Каревский В. А. Некоторые результаты исследования кинетики процесса образования газовой фазы в газожидкостных системах и пластовой нефти. Сб. «Применение ультраакустики к исследованию вещества». Вып. 26, МОПИ, М., 1966.

уменьшается, вследствие чего искажаются значения объемного коэффициента нефти. Поэтому для получения более точных значений условия опыта при определении объемного коэффициента нефти стараются приблизить к пластовым условиям дегазации.

Объемный коэффициент некоторых пластовых нефтей выше трех. Например, для месторождения Мамау (США) коэффициент $b = 3{,}5$.

Используя объемный коэффициент, можно определить усадку нефти, т. е. уменьшение объема пластовой нефти при извлечении ее на поверхность (в процентах).

Усадка нефти

$$U = \frac{b-1}{b} \cdot 100. \qquad \text{(III.71)}$$

Иногда усадку U относят к объему нефти на поверхности. Тогда

$$U = (b-1)\,100\%.$$

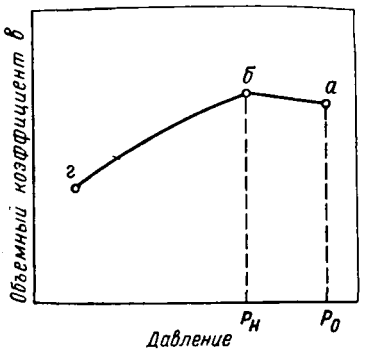


Рис. III.16. Схематическая кривая зависимости объемного коэффициента b от давления для недонасыщенной газом нефти.

Усадка некоторых нефтей Советского Союза достигает 45 ÷ 50%.

Объемный коэффициент нефти определяют экспериментально (см. ниже). Если же известны данные о плотности нефти и плотности и растворимости газа, величину b можно приблизительно вычислить [5]. По одному из методов приближенного определения расчет сводится к определению объема газа, занимаемого им в жидкой фазе; в сумму объемов этого газа и нефти вносят далее поправки на сжимаемость и температурное расширение.

Объем газа в жидкой фазе определяют по кажущейся плотности газа в жидкой фазе. Кажущейся плотностью называют отношение приращения массы жидкости при растворении в ней газа к приращению ее объема. Для приближенной оценки кажущейся плотности растворенного в нефти газа при стандартных условиях температуры и давления строят кривые (рис. III.17). Поправки на пластовые давление и температуру определяют по графикам на рис. III.18 и III.19. Погрешность определения объемного коэффициента нефти по этим графикам составляет 5—10%.

Пример. Найти объемный коэффициент нефти в пластовых условиях, если плотность ее при 20° С равна 825 кг/м³; относительная плотность газа (по воздуху) 0,8; газовый фактор 100 м³/м³; пластовое давление 14 МПа, пластовая температура 50° С.

Решение. Относительная молекулярная масса газа равна

$$29 \cdot 0{,}8 = 23{,}2.$$

Число киломолей газа, растворенного в 1 м³ нефти, составляет

$$\frac{100}{22,4}=4,46,$$

где 22,4 м³ — объем 1 кмоль газа при нормальных условиях.

Из графика на рис. III.17 найдем кажущуюся плотность газа относительной плотности 0,8 в нефти с плотностью 825 кг/м³. Она равна 395 кг/м³. Следовательно, увеличение объема 1 м³ нефти, вызванное растворением газа, будет равно

$$\frac{23,2\cdot 4,46}{395}=0,260 \text{ м}^3.$$

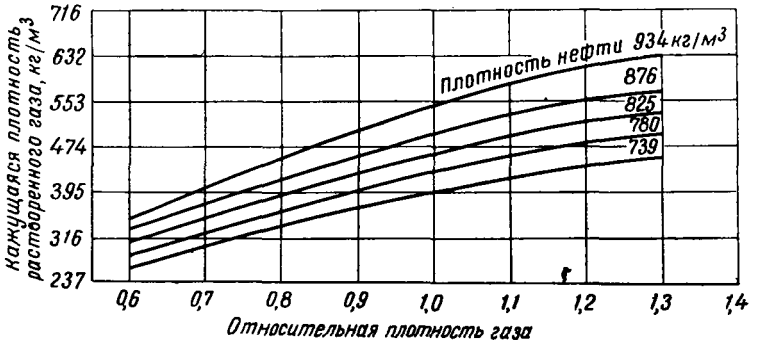


Рис. III.17. Кажущаяся плотность газа в жидкой фазе для нефтей с различными плотностями.

Общий объем насыщенной газом нефти (отнесенный к атмосферным условиям) будет равен

$$1,0+0,26=1,26 \text{ м}^3,$$

а масса нефти с растворенным газом (в килограммах)

$$825+23,2\cdot 4,46=928,6 \text{ кг}.$$

Плотность нефти с растворенным газом, следовательно, будет равна

$$\frac{928,6}{1,260}=738 \text{ кг/м}^3.$$

В эту величину необходимо внести поправку на давление и температуру, используя график рис. III.18 и III.19. Повышение давления сопровождается увеличением плотности, а рост температуры приводит к уменьшению ее, т. е. в пластовых условиях плотность нефти будет равна

$$738+10-20=728 \text{ кг/м}^3.$$

Объемный коэффициент нефти составит

$$\frac{928,6}{728}=1,27,$$

т. е. 1 м³ нефти в пластовых условиях занимает объем, равный 1,27 м³.

Усадка нефти при дегазации будет составлять

$$\frac{1{,}27-1}{1{,}27}\,100=21{,}2\%.$$

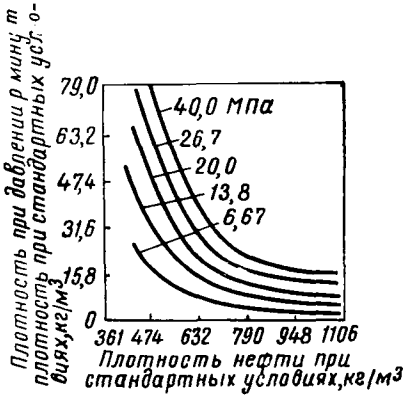


Рис. III.18. График для корректирования плотности на пластовое давление.

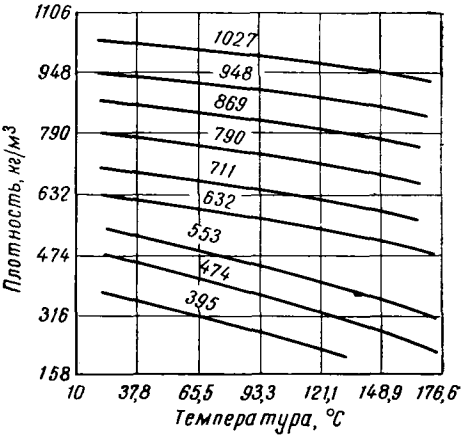


Рис. III.19. Изменение плотности нефтей в зависимости от температуры (цифры на кривых обозначают плотность нефти в кг/м³ при 15,5° С).

§ 10. ПЛОТНОСТЬ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ

В связи с изменением в пластовых условиях объема нефти под действием растворенного газа и температуры плотность ее в пласте обычно ниже плотности сепарированной нефти. Известны нефти, плотность которых в пласте меньше 500 кг/м³ при плотности сепарированной нефти 800 кг/м³.

Не все газы, растворяясь в нефти, одинаково влияют на ее плотность. С повышением давления плотность нефти значительно уменьшается при насыщении ее углеводородными газами (метаном, пропаном, этиленом). Плотность нефтей, насыщенных азотом или углекислотой, несколько возрастает с ростом давления.

Рост давления выше давления насыщения нефти газом также способствует некоторому увеличению ее плотности (рис. III.20, правая ветвь кривой). При снижении давления до точки начала выделения газа плотность недонасыщенной нефти уменьшается (правая ветвь кривых).

§ 11. ВЯЗКОСТЬ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ

Вязкость пластовой нефти почти всегда значительно отличается от вязкости сепарированной вследствие большого количества растворенного газа, повышенной пластовой температуры и давления.

При этом все нефти подчиняются следующим общим закономерностям: вязкость их уменьшается с повышением количества газа в растворе, с увеличением температуры; повышение давления вызывает некоторое увеличение вязкости.

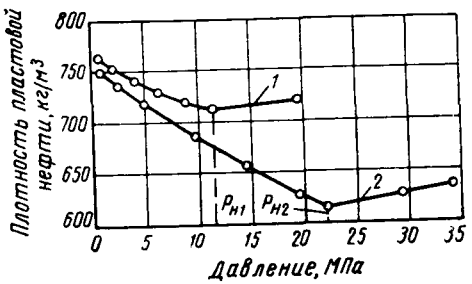


Рис. III.20. Зависимость плотности пластовой нефти от давления и количества растворенного газа (по данным ВНИИ).
1 — ахтырская нефть при $t = 70°$ С; *2* — новодмитриевская нефть при $t = 84°$ С.

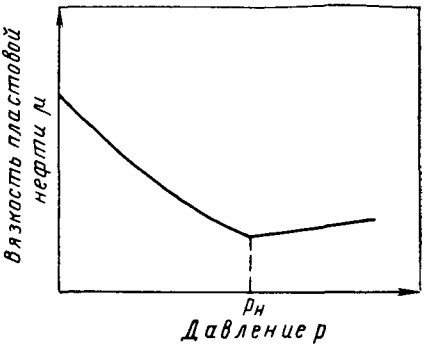


Рис. III.21. Схема зависимости вязкости пластовой нефти от давления.

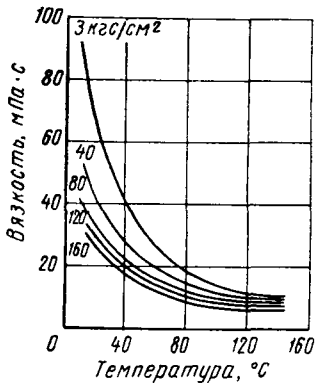


Рис. III.22. Влияние растворенного газа и температуры на вязкость пластовой нефти (по Х. М. Халилову). Величина давления насыщения нефти газом указана в начале каждой кривой.

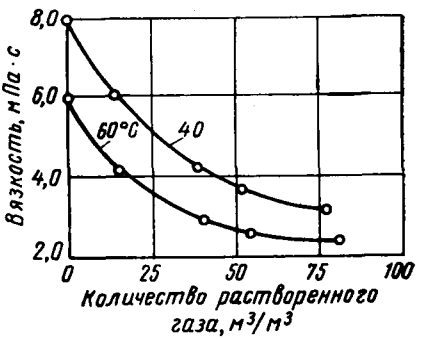


Рис. III.23. Изменение вязкости балаханской нефти при насыщении ее газом.

Увеличение вязкости нефти с ростом давления заметно лишь при давлениях выше давления насыщения. До этого увеличение вязкости с ростом давления значительно перекрывается понижением ее вследствие влияния растворяющегося газа (рис. III.21). Зависимость вязкости нефти от количества растворенного газа и температуры для некоторых нефтей показана на рис. III.22 и III.23.

Вязкость нефти зависит также от состава и природы растворенного газа. При растворении азота вязкость увеличивается, а при растворе-

нии углеводородных газов она понижается тем больше, чем выше молекулярная масса газа. Практически вязкость нефти в пластовых условиях различных месторождений изменяется от многих сотен мПа·с до десятых долей мПа·с (от нескольких пуаз до десятых долей сантипуаза).

В пластовых условиях вязкость нефти может быть в десятки раз меньше вязкости сепарированной нефти (например, новодмитриевской — более 10 раз, ромашкинской — в 5,5 раза).

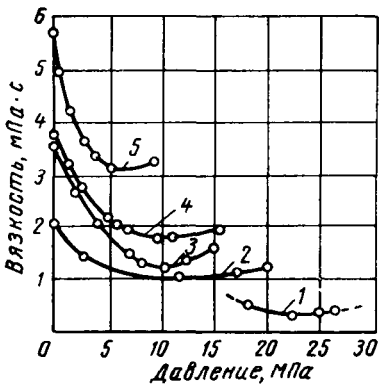


Рис. III.24. Изменение вязкости ряда пластовых нефтей при понижении пластового давления (по данным ВНИИ).

1 — новодмитриевская нефть; *2* — ахтырская нефть; *3* — зыбзинская нефть; *4* — нефть Песчаного Умета; *5* — жирновская нефть.

Следует учитывать, что с понижением давления вязкость пластовой нефти непрерывно изменяется (рис. III.24). При отсутствии азота перелом на кривых зависимости вязкости от давления наступает в области, близкой к давлению насыщения. Если в растворе содержатся значительные количества азота, перелом кривой может не соответствовать давлению насыщения в связи с уменьшением вязкости нефти при выделении азота из раствора.

Вязкость пластовой нефти определяется специальными вискозиметрами высокого давления по забойным пробам. При отсутствии экспериментальных данных она может быть оценена приблизительно по опытным зависимостям и графикам, если известны свойства дегазированной нефти, количество и состав растворенного в нефти газа [5, 23]. Для этого используются экспериментальные зависимости вязкости нефтей от их плотности и объема растворенного газа и пластового давления, составленные на основе анализа большого экспериментального материала.

В различных технологических процессах промысловой практики широко применяют искусственно приготовленные жидкости, обладающие структурно механическими свойствами (глинистые растворы, загущенные нефти и нефтепродукты, растворы полимеров и высоковязкие продукты лесохимической промышленности и т. д.).

§ 12. СТРУКТУРНО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕНЬЮТОНОВСКИХ ЖИДКОСТЕЙ

Вязкость μ ньютоновских жидкостей зависит только от температуры и давления и касательное напряжение τ, развивающееся в движущихся слоях жидкости (рис. III.25), пропорционально градиенту скорости $\frac{dv}{dy}$, т. е.

$$\tau = -\mu \frac{dv}{dy}. \qquad (III.72)$$

Уравнение (III.72) записывается в форме, аналогичной закону упругости Гука, путем следующих преобразований

$$\tau = -\mu \frac{dv}{dy} = \mu \frac{d}{dy}\left(-\frac{dx}{dt}\right) = \mu \frac{d}{dt}\left(-\frac{dx}{dy}\right), \qquad \text{(III.73)}$$

где x — длина пути в направлении скорости движения v;
t — время.

Величина $\frac{dx}{dy}$ в (III.73) характеризует сдвиг γ слоев (деформацию) и, следовательно, у ньютоновских жидкостей скорость сдвига пропорциональна касательному напряжению и обратно пропорциональна вязкости жидкостей

$$\frac{d\gamma}{dt} = \frac{\tau}{\mu}. \qquad \text{(III.74)}$$

Уравнение типа (III.74), устанавливающее связь между напряжением и скоростью сдвига, называется реологическим уравнением.

Вязкость неньютоновской жидкости зависит не только от давления и температуры, но и от скорости деформации сдвига, от состояния жидкости (от времени ее нахождения в спокойном состоянии), конструктивных особенностей аппаратуры.

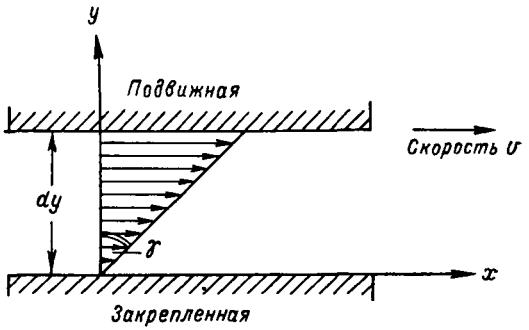


Рис. III.25.

Неньютоновские жидкости по свойствам подразделяются на три большие группы.

1. Жидкости, для которых скорость сдвига в каждой точке представляет некоторую функцию только напряжения сдвига в той же точке и не зависит от времени.

2. Жидкости, в которых связь между напряжением и скоростью сдвига зависит от времени действия напряжения или от предыстории жидкости (золи, высокодисперсные суспензии).

3. Упруговязкие жидкости, обладающие свойствами как твердого тела, так и жидкости, как вязкостью, так и сдвиговой упругостью. Частично проявляют упругое восстановление формы после снятия напряжения.

Неньютоновские жидкости с реологическими характеристиками, не зависящими от времени

Свойства этих жидкостей описываются реологическим уравнением

$$\frac{d\gamma}{dt} = f(\tau). \qquad \text{(III.75)}$$

В зависимости от вида функции $f(\tau)$ эти жидкости разделяются на три вида: бингамовские пластики, псевдопластики и дилатантные жидкости.

Кривые течения для различных типов реологически стационарных неньютоновских жидкостей приведены на рис. III.26. Реологическая кривая *1* относится к бингамовским пластикам, в состоянии равновесия обладающим некоторой пространственной структурой и способным сопротивляться сдвигающему напряжению, пока оно не превысит величину τ_1 предельного

напряжения сдвига. В следующие моменты (после достижения некоторой скорости сдвига) они начинают течь как жидкости. Для определения аномальной вязкости η_a таких пластичных тел Ф. Н. Шведовым предложено следующее реологическое уравнение:

$$\eta_a = E\lambda + \frac{\tau_1}{v}, \qquad \text{(III.76)}$$

где E — модуль Юнга;
τ_1 — предельное напряжение сдвига;
v — скорость деформации;
λ — период релаксации (определяет время, необходимое для «рассасывания» упругих напряжений, возникших в теле при постоянной деформации, $\lambda = \mu/E$).

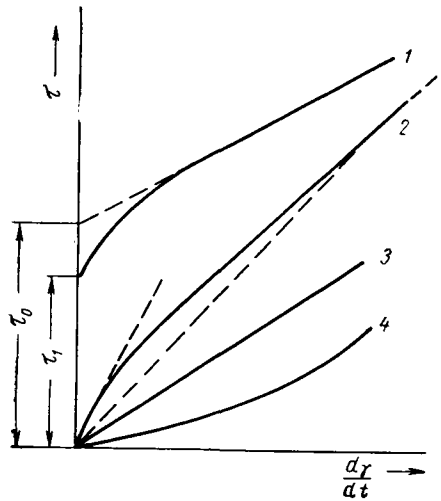


Рис. III.26. Основные виды реологических кривых.

1 — биологические пластики; *2* — псевдопластики; *3* — ньютоновские жидкости; *4* — дилатантные жидкости.

Уравнение Бингама, описывающее аналогичное вязко-пластичное течение, имеет вид

$$\tau - \tau_0 = \eta_a \frac{d\gamma}{dt}. \qquad \text{(III.77)}$$

Как следует из формулы (III.77), деформация системы начинается, когда касательные напряжения τ достигают величины предельного динамического напряжения сдвига τ_0. Уравнение Бингама отклоняется от истинного закона течения при малых скоростях сдвига.

Уравнения (III.76) и (III.77) идентичны и обычно объединяются в одну формулу Шведова — Бингама

$$\tau = \tau_0 + \eta\left(\frac{d\gamma}{dt}\right), \qquad \text{(III.78)}$$

где τ_0 — динамическое напряжение сдвига;
η — пластическая вязкость, не зависящая от скорости сдвига и равная угловому коэффициенту линейной части зависимости $\frac{d\gamma}{dt} = f(\tau)$ (см. рис. III.26).

За эффективную вязкость пластичных тел принимается вязкость некоторой ньютоновской жидкости, величина которой

$$\eta_{эф} = \frac{\tau}{d\gamma/dt} = \frac{\tau_0}{d\gamma/dt} + \eta. \qquad \text{(III.79)}$$

Эффективная вязкость пластичных тел является переменной величиной.

П с е в д о п л а с т и к и (реологическая кривая *2* на рис. III.26) характеризуются отсутствием предела текучести, а также тем, что эффективная их вязкость понижается с увеличением скорости сдвига. Псевдопластиками такие жидкости называют потому, что в определенном интервале напряжений они подчиняются уравнению Шведова — Бингама. Реологические кривые псевдопластиков обычно имеют две области, в которых эффективные вязкости постоянны. В области небольших значений эффективной вязкости наблюдается реологическая кривая, свойственная ньютоновским жидкостям. Пластическая вязкость η системы в интервале между η_{min} и η_{max} постоянна. Считается, что проявление псевдопластичности связано с ориентацией асимметричных частиц и молекул полимеров системы большими осями вдоль потока с возрастанием

скорости сдвига. Эффективная вязкость убывает с увеличением скорости сдвига до тех пор, пока сохраняется возможность ориентации частиц и молекул высокополимеров вдоль линий тока.

Дилатантные жидкости также относятся к телам, у которых отсутствует предел текучести, однако их эффективная вязкость в отличие от псевдопластиков повышается с возрастанием скорости сдвига. Такой тип течения характерен для суспензий с большим содержанием твердой фазы. Предполагается, что в покое жидкость равномерно распределяется между плотно упакованными частицами и при сдвиге с небольшой скоростью жидкость служит смазкой, уменьшающей трение частиц. При больших скоростях сдвига плотная упаковка частиц нарушается, система расширяется и жидкости становится недостаточно для смазки трущихся поверхностей. Действующие напряжения в таком случае должны быть значительно бóльшими.

Движение псевдопластиков и дилатантной жидкости аппроксимируется степенным законом зависимости касательного напряжения и модуля скорости деформации

$$\tau = K\left(\frac{\partial \gamma}{\partial t}\right)^n, \qquad \text{(III.80)}$$

где K — мера консистенции жидкости (с увеличением вязкости K возрастает);
$n < 1$ — соответствует псевдопластикам;
$n > 1$ — дилатантной жидкости.

В соответствии со степенным законом (III.80) происходит движение также полимерных материалов и термопластиков.

Неньютоновские жидкости, реологические характеристики которых зависят от времени

Эффективная вязкость некоторых сложных жидкостей определяется не только скоростью сдвига, но и его продолжительностью. К ним относятся тиксотропные жидкости, консистенция которых зависит от продолжительности и величины скорости сдвига. При деформации таких жидкостей с постоянной скоростью сдвига структура ее постепенно разрушается и эффективная вязкость снижается со временем. Наряду с разрушением структуры происходит и процесс ее восстановления с возрастающей скоростью в связи с увеличением числа возможных новых связей и, когда скорости структурообразования и разрушения сравняются, наступает состояние динамического равновесия. После исчезновения возмущений структура жидкости постепенно восстанавливается. Тиксотропные жидкости могут быть типа бингамовских пластичных тел, типа псевдопластиков и ньютоновских жидкостей. Под воздействием больших напряжений сдвига структура истинно тиксотропных веществ полностью разрушается и после снятия напряжений до начала восстановления они ведут себя как чистые жидкости. Тиксотропные вещества типа бингамовских пластиков не теряют полностью свойств твердого тела, хотя предел текучести со временем уменьшается, т. е. такого типа жидкости могут оказывать постоянное сопротивление сдвигу непосредственно после ее возмущения, так как в них сохраняется конечная величина напряжения сдвига.

После длительного стояния жидкости в покое первоначальная величина предела текучести восстанавливается. Для характеристики свойств (прочности) неразрушенной структуры, возникающей в глинистых, цементных и других суспензиях при покое и разрушающейся во время движения с низкими скоростями сдвига, вводится понятие статического напряжения сдвига θ. Величина θ в отличие от τ_0 (см. формулу III.78) зависит от времени нахождения суспензии в покое. С увеличением θ обычно возрастает и τ_0, но это наблюдается не всегда.

Вязкоупругие жидкости

Вязкоупругие жидкости обладают способностью к упругому восстановлению формы и вязкому течению. Если предположить, что деформация тела под действием касательного напряжения складывается из двух видов — вязкой и упругой, то полная скорость сдвига запишется так

$$\frac{d\gamma}{dt} = \frac{1}{G}\frac{d\tau}{dt} + \frac{\tau}{\eta}, \qquad \text{(III.81)}$$

где G — модуль сдвига;

$\frac{1}{G}\frac{d\tau}{dt}$ — скорость упругой деформации тела по закону Гука.

Уравнение (III.81) описывает механические свойства одновременно упругого и вязкого жидкого тела, в котором результирующая деформация складывается из упругой части, пропорциональной касательному напряжению, и вязкой, пропорциональной производной от касательного напряжения по времени.

Если в некоторый момент деформирующая касательная сила перестала действовать, то в теле, которое является одновременно упругим и вязким, деформация исчезает постепенно. Закон, по которому убывает (релаксирует) напряжение в упруговязком теле после прекращения деформации, описывается уравнением

$$\tau = \tau_0 e^{-G \cdot t/\eta}, \qquad \text{(III.82)}$$

где t — время восстановления деформации.

Скорость релаксации характеризуется временем t_r, в течение которого напряжение уменьшается в e раз ($e \cong 2{,}7$).

Положив в формуле (III.82) $\frac{G \cdot t_r}{\eta} = 1$, найдем,

$$t_r = \frac{\eta}{G}. \qquad \text{(III.83)}$$

Тело ведет себя как упругое, если время действия касательной силы оказалось малой величиной по сравнению с t_r, тело проявляет себя как вязкое, если касательная сила будет действовать в течение времени большем, чем t_r.

Для качественного решения задач поведения различных тел предложены их механические модели. Например, упруговязкое тело можно представить последовательно соединенными пружиной и невесовым поршнем с отверстиями. При этом пружина отображает на модели упругие, а поршень — вязкие свойства тела. Жесткопластичное тело при напряжениях ниже предела текучести не деформируется и его моделью могут быть трущиеся площадки. Вязкопластичное тело Шведова — Бингама моделируется соединенными параллельно невесомым поршнем и трущимися площадками. Для отображения механических свойств высокополимеров используются сложные модели, состоящие из многих элементов [1].

Для получения реологических характеристик рассмотренных выше типов неньютоновских жидкостей применяются различные приборы. В вискозиметрах, представляющих собой ротационные устройства в виде соосных цилиндров, связь напряжения со скоростью деформации устанавливается путем приложения к образцу напряжения однородного сдвига и измерения соответствующего напряжения сдвига. Исследуемая жидкость помещается в зазор между цилиндрами. Один из них приводится во вращательное движение с различной скоростью, а другой при этом испытывает закручивающее усилие, измеряемое в процессе опыта. Изменение крутящего момента (степени закручивания) в зависимости от частоты вращения цилиндра интерпретируется как связь между напряжением и скоростью сдвига.

---

[1] Мирзаджанзаде А. Х., Мирзоян А. А., Гевинян Г. М., Сеид-Рза М. К. Гидравлика глинистых и цементных растворов. М., изд-во «Недра», 1966.

Для каждого класса жидкостей применяется своя схема опыта и обработки опытных данных. Например, напряжения сдвига бингамовского пластика при небольшом крутящем моменте, действующем на поверхность внешнего цилиндра, будут ниже предела текучести τ_1 и течение в материале не возникнет. С повышением крутящего момента напряжение сдвига возрастает, причем на стенке внутреннего цилиндра $\tau_в$ всегда больше, чем для внешнего $\tau_н$.

При $\tau_н < \tau_1 < \tau_в$ течение возникает сначала только вблизи внутреннего цилиндра и предел текучести τ_1 будет достигаться на радиусе r_1. С увеличением напряжения сдвига относительное смещение слоев жидкости распространяется по направлению к наружному цилиндру до установления равновесия.

Величины η и τ_0 обычно рассчитываются графическим путем. Результаты опыта наносят в виде графика $\Delta\varphi = f(\omega)$ зависимости угла закручивания внутреннего цилиндра $\Delta\varphi$ от угловой скорости вращения ω. Величина η определяется как тангенс угла наклона прямолинейной части кривой $\Delta\varphi = f(\omega)$:

$$\eta = m\,\frac{\Delta\varphi'' - \Delta\varphi'}{\omega'' - \omega'}, \qquad \text{(III.84)}$$

где m — константа прибора, определяемая с помощью эталонных жидкостей с известной вязкостью;

$\Delta\varphi''$ и $\Delta\varphi'$ — соответствующие углы закручивания динамометра прибора;

ω'' и ω' — угловые скорости вращения.

Прямолинейная часть графика при ее продолжении влево отсекает на оси $\Delta\varphi$ отрезок

$$\Delta\varphi_1 = \frac{\tau_0}{m} \cdot \ln\frac{r_н}{r_в}, \qquad \text{(III.85)}$$

по которому определяют τ_0

$$\tau_0 = \frac{\Delta\varphi \cdot m}{\ln\dfrac{r_н}{r_в}}. \qquad \text{(III.86)}$$

Для исследования реологических свойств жидкостей в условиях высоких давлений и температур существуют герметизированные вискозиметры.

Положительными качествами ротационных вискозиметров являются: компактность, небольшой расход жидкости, воспроизведение в среде равномерной скорости сдвига, доступность предварительного перемешивания жидкости при определенной скорости сдвига, легкость осуществления необходимого температурного режима, возможность определения многих реологических параметров (η, τ_0, θ, упругих и релаксационных параметров ненарушенной структуры). Недостатками этих вискозиметров являются: необходимость учета концевого эффекта вблизи торца, не являющегося свободной поверхностью; малая их пригодность для исследования грубодисперсных суспензий и необходимость тщательной подготовки жидкостей к опыту (иначе результаты измерений оказываются не воспроизводимыми).

Капиллярные вискозиметры состоят из калиброванной капиллярной трубки определенной длины l радиуса R и устройств для приложения разности давлений и измерения скорости течения. Для определения η и τ_0 строится кривая зависимости расхода q от давления p. Вычисления проводят по формулам Букингама

$$\eta = \frac{\pi R^4}{8ql}\left(p - \frac{4}{3}p_0 + \frac{1}{3}\frac{p_0^4}{p^3}\right), \qquad \text{(III.87)}$$

где давление, при котором исследуемый раствор начинает двигаться в капилляре,

$$p_0 = \frac{2l\tau_0}{R}.$$

Методы экспериментального изучения жидкостей с реологическими характеристиками других типов и используемые приборы подробно описаны в специальной литературе [1].

Установлено, что нефти многих месторождений Советского Союза, содержащие значительное количество парафина, смол и асфальтенов, обладают структурно-механическими свойствами в пластовых условиях [2]. Например, исследования, проведенные в Азиннефтехиме им. М. Азизбекова, позволили установить наличие предельного напряжения сдвига τ и структурной вязкости у ряда нефтей Среднеазиатских республик при температурах, близких к пластовым. Нефти месторождений полуострова Мангышлак, содержащие значительное количество парафина и асфальто-смолистых соединений, способны выделять парафин при незначительном понижении пластовой температуры. Такие нефти, представляющие собой дисперсные системы, ведут себя как структурированные жидкости.

Структурно-механические свойства нефти в пластовых условиях пока изучены недостаточно. В литературе опубликованы противоречивые данные о зависимости структурных свойств нефтей от состава и количества растворенных в нефти газов, от величины пластового давления и других пластовых факторов.

По результатам исследований В. В. Девликамова в определенных условиях структурно-механические свойства нефти могут проявиться при пластовой температуре под влиянием асфальтенов нефти. Предполагается, что газообразные парафиновые углеводороды и азот, растворенные в нефти, оказывают флоккулирующее действие на асфальтены и вызывают частичную десольватацию мицеллы асфальтенов, что сопровождается образованием объемной структурной сетки, и нефть даже при температурах выше точки кристаллизации парафина приобретает структурные свойства. Интенсивность структурных свойств нефти зависит от содержания асфальтенов, количества растворенных парафиновых углеводородов и азота, от физических свойств пород. Структурные свойства обнаружены у нефтей, содержащих более 2% асфальтенов. С возрастанием концентрации асфальтенов предельное динамическое напряжение сдвига увеличивается. Из газообразных компонентов на структурно-механические свойства нефтей наиболее сильно влияет азот. По данным В. В. Девликамова и З. А. Хабибуллина предельное динамическое напряжение сдвига в песчанике находится в квадратичной зависимости от концентрации азота. Менее интенсивно возрастает величина τ_0 при увеличении содержания в нефти метана и этана.

По данным азербайджанских исследователей величина τ_0 нефти практически не зависит от давления [3] (были исследованы нефти Узени, НПУ Кировнефть и Лениннефть). Растворенный газ способствует значительному снижению предельного напряжения сдвига нефтей τ_0. Все же в пластовых условиях величина τ_0 нефти НПУ Кировнефти достигает 12 Па.

С повышением температуры резко снижается предельное напряжение сдвига и структурная вязкость смолистых и парафинистых нефтей. При температурах 50—50° С τ_0 исследованных нефтей Азербайджана практически равняется нулю.

Исследованиями установлено, что проводимость песчаников при фильтрации в них структурированных нефтей в значительной степени зависит от градиентов

---

[1] У и л к и н с о н У. Л. Неньютоновские жидкости. М., изд-во «Мир», 1964. А. И. Б у л а т о в, В. И. Р я б ч е н к о, С. С. С у х а р е в. Основы физико-химии промывочных жидкостей и тампонажных растворов. М., изд-во «Недра», 1968.

[2] Труды Азербайджанского института нефти и химии им М. Азизбекова, вып. XXVI, Баку, изд-во Азиннефтехим, 1967.

Д е в л и к а м о в В. В., Х а б и б у л л и н З. А. Структурная вязкость пластовой нефти. Труды Уфимского нефтяного института, вып. 5, М., изд-во «Недра», 1969.

[3] А б б а с о в А. А., А л и е в В. А., Р а г и м о в О. П., Р а с и з а д е Я. М. Влияние температуры, давления и растворенного газа на структурно-механические свойства нефтей. Труды Азнефтехима, вып. XXVI, Баку, изд-во Азнефтехим, 1967.

давления. При небольших величинах градиентов давлений проводимость песчаников может быть в десятки раз меньше, чем при высоких их значениях.

Низкие величины нефтеотдачи, быстрое обводнение скважин, неравномерность профилей притока, по-видимому, объясняется кроме влияния прочих факторов также проявлением в ряде случаев структурно-механических свойств пластовых нефтей. Это вызывает необходимость усиления исследовательских работ для более глубокого изучения природы структурно-механических свойств нефтей в пластовых условиях, чтобы разработать научно обоснованные и рациональные методы борьбы с отрицательным проявлением этого свойства нефти.

§ 13. ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГАЗОВ И НЕФТЕГАЗОВЫХ СМЕСЕЙ

Теплофизические и термодинамические свойства газов и нефтегазовых смесей и пластовых систем в целом широко используются в теплотехнических расчетах. В последнее время в отечественной литературе появились данные о результатах исследования теплопроводности, теплоемкости, энтальпии и энтропии нефти, газа и нефтегазовых смесей месторождений Советского Союза [1].

Теплоемкость. В термодинамике нефтяного пласта важную роль играют изохорные и изобарные процессы.

Теплоемкость при постоянном объеме C_V и при постоянном давлении C_p характеризуется соотношениями

$$C_V = \left(\frac{\partial Q}{\partial T}\right)_V; \quad C_p = \left(\frac{\partial Q}{\partial T}\right)_p;$$
$$K = \frac{C_p}{C_V}; \quad C_p - C_V = R, \tag{III.88}$$

где K — показатель адиабаты;

R — газовая постоянная.

Теплоемкость нефти с растворенным газом зависит от давления, температуры и количества растворенного газа. В табл. III.3 приве-

Таблица III.3

Значения C_p для газов, нефти и нефтегазовых смесей

Среда	Температура, °С	Давление, МПа	Теплоемкость, $\frac{\text{кДж}}{\text{кг·град}}$
Пластовая однофазная нефть	40 ÷ 80	0,1 ÷ 30	1,884 ÷ 2,763
Нефтегазовая смесь (содержащая от 10 до 90% газа по весу)	40 ÷ 80	0,1 ÷ 30	0,801* ÷ 3,169
Пластовый газ	40 ÷ 80	0,1 ÷ 30	2,612 ÷ 3,584

* По другим данным, опубликованным в литературе, значения C_p для однофазной нефти находятся в пределах 2,118—3,169 $\frac{\text{кДж}}{\text{кг·град}}$.

[1] Балакиров Ю. А. Термодинамические исследования фильтрации нефти и газа в залежи. М., изд-во «Недра», 1970.

дены значения C_p для газов, нефти и нефтегазовых смесей, полученные Ю. А. Балакировым. Теплоемкость жидкостей и газов значительно выше теплоемкости горных пород (см. гл. II, § 6). Величина C_p пластовых нефтей меньше, чем для газа и нефтегазовых смесей.

Изобарная теплоемкость с увеличением температуры и давления возрастает и является практически линейной функцией этих величин. При этом изменение температуры оказывает на величину большее влияние, чем изменение давления (подробнее об этом см. в цитированной выше книге Ю. А. Балакирова).

При термодинамических расчетах рассматриваются, кроме величин C_p и C_V газов и нефтегазовых смесей, также и двухфазная эффективная теплоемкость, характеризующая одновременно пористую среду пласта и насыщающую его жидкость [1], которая определяется по формуле

$$C_{\text{п}} = m\rho C_p + C,$$

где m — пористость породы;
ρ — плотность жидкости;
C_p — теплоемкость жидкости;
C — теплоемкость пористой среды.

В табл. III.3 приведены опытные данные о теплоемкости нефти, нефтегазовых смесей и пластового газа, определенной в условиях пористой среды коллектора. Следует, однако, отметить, что по результатам анализа экспериментальных данных и сведений, опубликованных в литературе по величине C_p, проведенного Ю. А. Балакировым, независимо от качественного и количественного состава пластовых нефтей и газов, а также их производных, значения однофазной (вне пористой среды пласта) и двухфазной изобарной теплоемкости находятся в пределах одного и того же порядка величин. Это относится к нефтегазовым смесям с параметрами, указанными в табл. III.3.

Теплопроводность λ наиболее распространенных в инженерной практике жидкостей и газов изменяется в следующих пределах [2]:

Газы 0,00166 * ÷ 0,1163 Вт/(м·град.).

Жидкости 0,01163 ÷ 1,163 Вт/(м·град.).

Теплопроводность пластовых систем зависит от многих факторов — минералогического состава, плотности, структуры и возраста пород, температуры, давления, нефтеводогазонасыщенности, а также от свойств пластовых жидкостей и газов. Поэтому коэффициент эффективной теплопроводности двухфазной системы $\lambda_э$, найденный по объемным или массовым долям отдельных составляющих пластовой

---

[1] Мехтиев Ш. Ф., Мирзаджанзаде А. Х., Алиев С. А., Багбанлы Э. А., Мотяков В. Ц. Тепловой режим нефтяных и газовых месторождений. Баку, изд-во Азнефтеиздат, 1960.

[2] К. О. Беннет, Д. Е. Майерс. Гидродинамика, теплообмен и массообмен. (Перев. с англ.). М., изд-во «Недра», 1966.

* 1 кал/(с · см · град.) = 4,186 · 10^2 Вт/м²; 1 ккал/(ч · м · град.) = 1,163 Вт/(м · град.).

системы и по значениям теплопроводности компонентов, может сильно отличаться от истинного.

Теплопередача в реальных пластах осуществляется вследствие теплопроводности пород, пластовых жидкостей и газов, а также конвективным переносом тепла. Последний возникает вследствие перемещения жидкостей и газов в пористой среде при их фильтрации и значительно влияет на процессы теплообмена в пласте. По результатам измерений Ю. А. Балакирова в условиях реальной залежи (Песчаный-море) теплопроводные свойства пород при фильтрации и при различных значениях p и T изменяются в следующих пределах:

Коэффициент теплопроводности $\lambda = 14{,}92 \div 82{,}73$ Вт/(м·град.).

Коэффициент температуропроводности $a = 0{,}012 \cdot 10^{-3}$—$0{,}0555 \cdot 10^{-3}$ м^2/с.

Энтальпия и энтропия пластовой нефти и газа

Энтальпийные и энтропийные диаграммы применяют в расчетах соотношения энергий при переходе вещества из одного состояния в другое; при определении изменения температуры в процессе расширения газов; при анализе различных явлений и процессов, происходящих во время фильтрации углеводородов в пласте; при их транспорте и переработке.

При изучении термодинамических процессов, происходящих в процессе фильтрации в пористой среде жидкостей и газов, желательно знать термодинамические характеристики в целом для пластовой системы. Однако строгое отображение термодинамического состояния каждого компонента пласта в отдельности является проблемой очень сложной. Поэтому на практике определяют лишь термодинамическое состояние нефти и газа, принимая коллектор за инертную тепловую емкость.

Изменения энтальпии и энтропии газов в зависимости от давления и температуры приведены в справочной литературе в виде графиков и таблиц [21].

На рис. III.27 и III.28 приведены графики энтропии S и энтальпии H углеводородных газов в функции приведенных давлений $p_{пр}$ и температур $T_{пр}$.

Энтальпия и энтропия нефти и нефтегазовой смеси в пластовых условиях изучены слабо. Пределы их изменений для некоторых месторождений при различных температурах и давлениях приведены в табл. III.4 (см. цитированную выше книгу Ю. А. Балакирова). Из этой таблицы следует, что с увеличением температуры и давления значения H и S нефти, газа и нефтегазовых смесей возрастают. При этом более значительно энтальпия и энтропия увеличиваются у газа. Величины H и S пластовой нефти (при одинаковых p и T) больше, чем для дегазированной нефти. Значения H и S при всех прочих равных условиях возрастают с увеличением содержания газа в потоке.

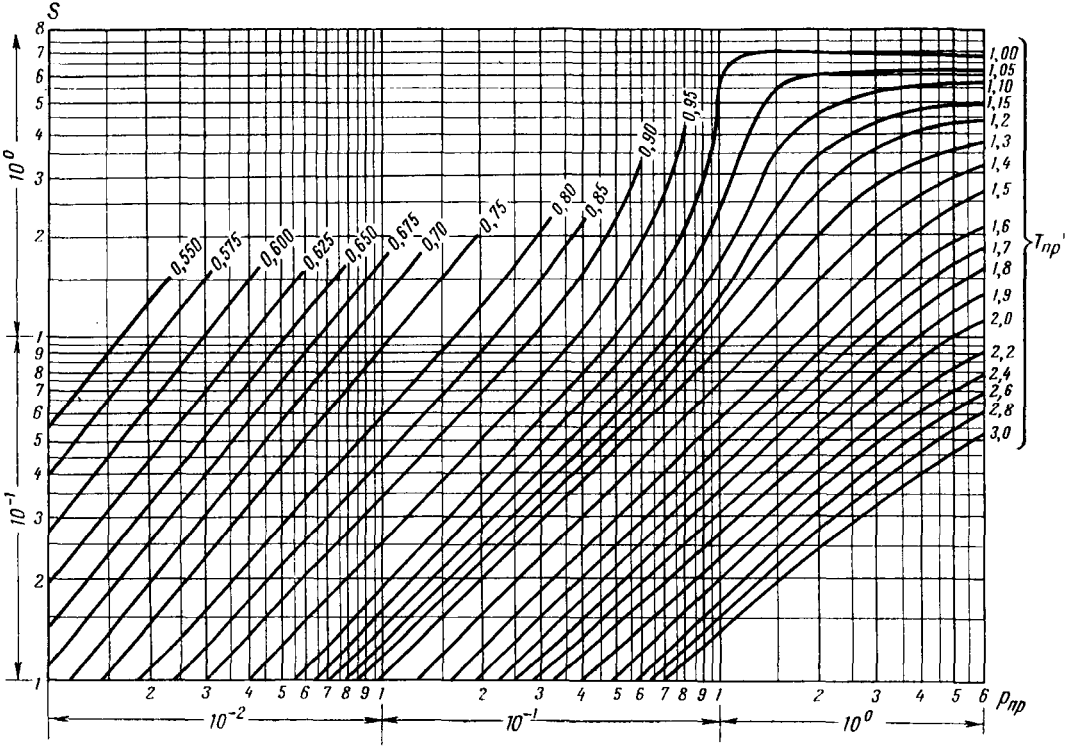


Рис. III.27. Кривые энтропии S в ккал/кг·град. углеводородных газов в функции приведенных давлений $p_{пр}$ и температур $T_{пр}$.

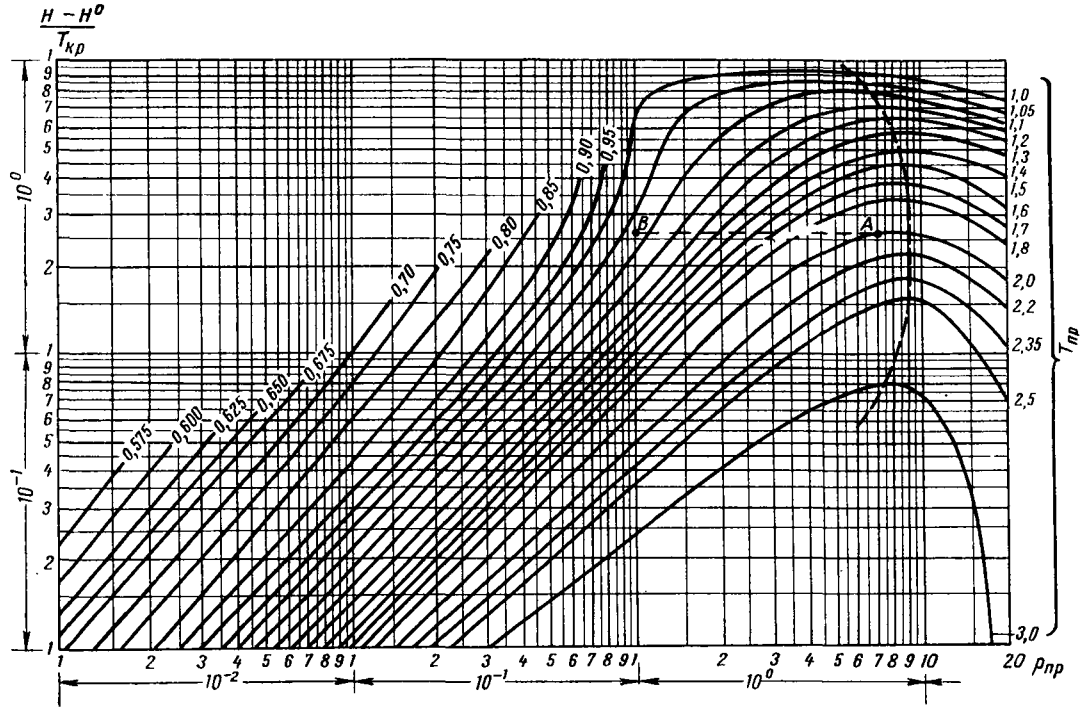


Рис. III.28. Кривые энтальпии $\frac{H-H^0}{T_{кр}}$ углеводородных газов в функции приведенных давлений $p_{пр}$ и температур $T_{пр}$. Здесь H — энтальпия в ккал/кмоль при данных p и t; H^0 — энтальпия при p = = 0,1 МПа и t = = 0° С.

Таблица III.4

Термодинамические свойства пластовых нефтегазовых систем при различных T и p для некоторых месторождений СССР и США (по данным разных исследователей)

Среда	Месторождение	Параметры нефтегазового потока минимум/максимум			
		температура, °С	давление, МПа	энтальпия H, ккал/кг	энтропия S, ккал/(кг·град.)
Нефть	Долинское (СССР)	21,1 / 104,4	2,0 / 20	10 / 112	0,034 / 0,296
	Дегазированная нефть Домингуец (США)	21,1 / 104,4	0,2 / 21,06	2,23512 / 23,02328	0,1181 / 0,12915
	Кеттлмен Хиллз (США)	37,8 / 104,4	0,407 / 21,06	11,42 / 54,054	0,03801 / 0,14405
Нефтегазовая смесь	Кеттлмен Хиллз (США)				
	а) 5,6% газа в смеси	37,8 / 104,4	4,5 / 21	7,6 / 40,8	0,0244 / 0,108
	б) 10,94% газа	37,8 / 104,4	4,5 / 21	9,8 / 42	0,0315 / 0,111
Газ	Долинское (СССР)	41 / 109	4,58 / 32,0	1,90 / 299,870	0,01 / 0,785
	Домингуец (США)	21,1 / 104,4	2,808 / 21,06	62,9614 / 101,3588	0,3804 / 0,3201

§ 14. ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ НЕФТЕЙ

Глубинные пробы пластовой нефти извлекают с забоев нефтяных скважин специальными пробоотборниками. Разработано много конструкций приборов для отбора нефти [27, 28]. На рис. III.29 приведена схема одного из пробоотборников (изображен с открытыми клапанами). При подготовке к спуску нижний клапан открывают деревянным штоком, вводимым в отверстие пробоотборника снизу, а верхний клапан отжимают в нижнее положение через специальное отверстие, имеющееся в теле пробоотборника. При этом игла *15* верхнего клапана *1* раздвигает шарики *6*, муфта *7* упирается в них внутренними выступами и нижний клапан *5* остается открытым. Верхний клапан удерживается в открытом положении рычагом *3*, упирающимся в шток *4* верхнего клапана. При спуске в скважину полость пробоотборника промывается нефтью. Часовой механизм *10* вращает валик *11*, соединенный с рычагом *3*, который, поворачиваясь вокруг оси, соскальзывает со штока *4*, и верхний клапан под действием пружины *14* закрывается. При этом игла *15* выходит из шарикового замка, муфта *7* освобождается и нижний клапан *5* закрывается. Для установки необ-

ходимой выдержки времени вал привода ходовой гайки *12* вращают за фрикцион, отсчитывая угол поворота по стрелке и шкале времени.

На забое пробоотборник выдерживают с открытыми клапанами в течение 10—20 *мин*, чтобы нефть в нем полностью соответствовала пластовой. Отбирать глубинные пробы лучше на самой ранней стадии разработки месторождений.

Методика отбора пробы зависит от условий эксплуатации залежи. Если пластовое давление намного превышает давление насыщения, отбор качественной пробы не вызывает затруднений. При забойных давлениях ниже давления насыщения, когда газ из нефти выделяется только в призабойной зоне (в области воронки депрессии), перед отбором пробы изменяют режима работы скважины так, чтобы забойное давление было при новом режиме выше начального давления насыщения. Нефть, отобранную пробоотборником, переводят в специальные контейнеры для транспортировки в лабораторию.

Если давление в нефтяном пласте ниже давления насыщения, пробы пластовой нефти, соответствующие начальным условиям в залежи, приготовляют искусственно, смешивая нефть и газ в необходимых пропорциях.

Установка АСМ-300М для исследования пластовых нефтей

Комплекс приборов АСМ-300М (рис. III.30) применяется для проведения опытов по разгазированию нефтей, по определению зависимости «давление — объем» газонефтяных смесей при различных температурах (p, V, T — соотношения), определению вязкости пластовой нефти и исследованию температуры начала кристаллизации парафина. По данным этих опытов можно подсчитать давление насыщения и коэффициент сжимаемости, определить газосодержание, плотность, объемный коэффициент и усадку, коэффициент растворимости газа в нефти.

Опыты, связанные с изменением объема нефти и нефтегазовой смеси, проводятся при помощи пресса *1*, представляющего собой

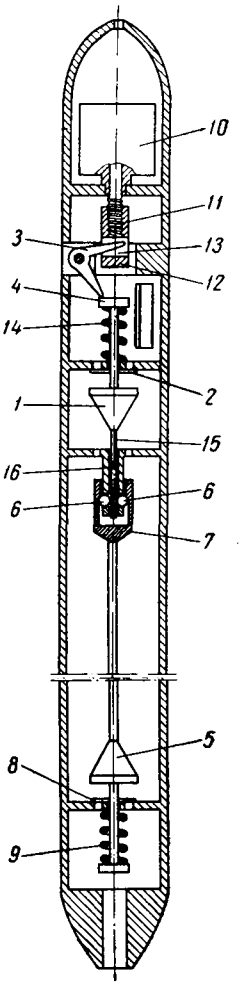


Рис. III.29. Схема пробоотборника.

1 — верхний клапан; *2* — седло верхнего клапана; *3* — рычаги спускного механизма; *4* — шток верхнего клапана; *5* — нижний клапан; *6* — шарики замка; *7* — муфта замка; *8* — седло нижнего клапана; *9* — пружина; *10* — часовой механизм; *11* — валик; *12* — ходовая гайка; *13* — штифт; *14* — пружина; *15* — игла верхнего клапана; *16* — втулка замка.

толстостенный цилиндр, в котором передвигается поршень. Проба нефти в пресс переводится из пробоотборника *7* или специального контейнера при помощи приборов блока перевода пробы, состоящего из жидкостного насоса *13*, промежуточной емкости *14* и бачка *11*. Насос нагнетает масло из бачка *11* в верхнюю часть промежуточной емкости,

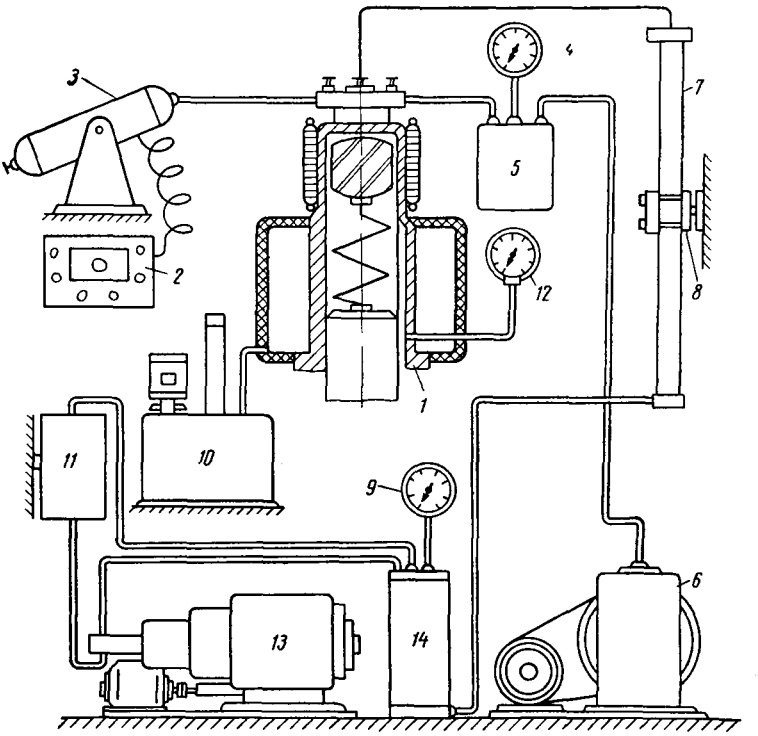


Рис. III.30. Схема установки АСМ-300М для исследования пластовых нефтей.

1 — измерительный пресс; *2* — усилитель (к вискозиметру ВВДУ); *3* — вискозиметр ВВДУ; *4* — вакуумметр; *5* — вакуумловушка; *6* — вакуумнасос; *7* — пробоотборник; *8* — качалка для раскачивания пробоотборника; *9* — манометр; *10* — термостат; *11* — напорный бачок; *12* — манометр; *13* — насос жидкостный; *14* — промежуточная емкость.

заполненную соленой водой, которая через вентиль нижней переводной головки поступает в пробоотборник. Проба нефти через вентиль верхней переводной головки поступает в трубопровод и через манифольд в пресс. (Верхний клапан пробоотборника при этом поддерживается в открытом состоянии при помощи специального штока.) Плунжер пресса выдвигается с такой же скоростью, с какой насос вытесняет нефть из пробоотборника. Плунжер передвигается электродвигателем через червячный редуктор или ручным приводом. Аналогичным способом пробу нефти можно вытеснить в вискозиметр *3*.

Полезная емкость пресса 200 $см^3$, максимальное давление 30 МПа. Объем газонефтяной смеси, находящейся внутри пресса, измеряют по линейной неподвижной шкале с точностью до 1 $см^3$ и по вращающемуся лимбу с точностью до 0,02 $см^3$. Рабочая температура (максимальная) 100° С.

Для управления и автоматического регулирования процессов исследования аппаратура снабжена блоком автоматики и регулирования, т. е. комплексом пускорегулирующей аппаратуры (реле, магнитные пускатели, вариатор, предохранители). Блок управления расположен на специальном щите и представляет собой панель, на которой смонтированы устройства (кнопки управления, выключатели) и сигнальная аппаратура. Исследуемая проба перемешивается складывающей мешалкой. Напряжение на статор привода мешалки подается через вариатор (автотрансформатор ЛАТР), регулирующая ручка которого выведена на лицевую сторону блока автоматики.

Объем газа, выделившегося из нефти при различных давлениях, измеряется специальной бюреткой (не показана на рис. III. 30), куда газ выдавливается из пресса через манифольд при ходе плунжера вверх. Все трубопроводы и приборы до заполнения пробой нефти освобождаются от воздуха с помощью вакуумнасоса *6*.

О п р е д е л е н и е ф и з и ч е с к и х с в о й с т в н е ф т и. Рассмотрим методику определения некоторых параметров пластовых нефтей: вязкости, давления насыщения, коэффициента сжимаемости нефти.

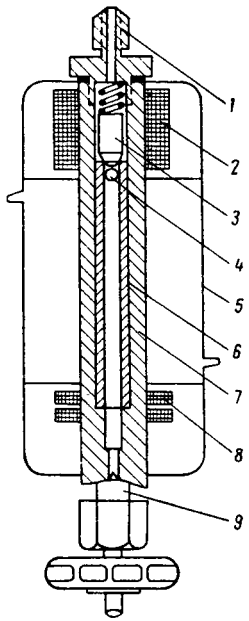


Рис. III.31. Схема устройства вискозиметра высокого давления.

1 — проходной штуцер; *2* — соленоидная катушка; *3* — железный сердечник; *4* — стальной шарик; *5* — рубашка термостата; *6* — калиброванная трубка; *7* — толстостенный цилиндр; *8* — индуктивные катушки; *9* — проходной вентиль.

Вязкость определяется с помощью вискозиметра высокого давления (ВВДУ) по времени качения шарика (рис. III.31) внутри немагнитной трубки *6*, заполненной исследуемой нефтью или пластовой водой. В верхнем положении шарик удерживается соленоидной катушкой *2*, образующей с сердечником *3* электромагнит. В нижней части цилиндра установлены индуктивные катушки *8*, соединенные с усилителем и электрическим секундомером. При включении секундомера автоматически отключается электромагнит и шарик начинает падать в исследуемой жидкости. Дойдя до нижней части трубки, он попадает в поле индуктивных катушек *8* и создает дополнительную электродвижущую силу, под действием которой срабатывают реле, разрывающие электрическую цепь секундомера. При повторном опыте шарик возвращают в верхнее положение поворотом вискозиметра.

Вязкость рассчитывают по формуле

$$\mu = \tau(\rho_ш - \rho_ж) K,$$

где μ — абсолютная вязкость;
τ — время качения шарика;
$\rho_ш$ и $\rho_ж$ — плотность шарика и жидкости;
K — постоянная вискозиметра, определяющаяся для каждого вискозиметра калибровкой. Зависит эта постоянная от размеров шарика и трубки и от угла его наклона.

Для калибровки используют жидкости с известной вязкостью. ВВДУ предназначен для определения вязкости пластовых нефтей и вод от 0,5 мПа·с и более при давлении до 50 МПа и температуре до 80° С.

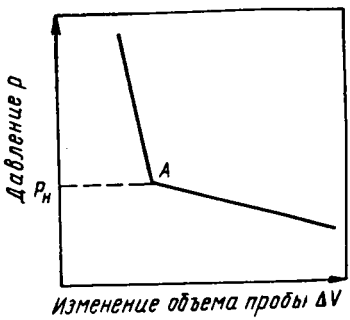


Рис. III.32. График зависимости приращения объема системы от давления.

Давление насыщения, коэффициент сжимаемости и другие параметры определяют по зависимости между давлением и объемом нефти. Опыт проводится путем расширения пробы нефти, находящейся в полости пресса. Давление снижают ступенями до выделения некоторого количества газа из нефти. С момента начала выделения газа темп падения давления замедляется. Давление насыщения определяют по графику зависимости приращения объема системы от давления (рис. III.32). Началу выделения газа из нефти соответствует точка A перелома кривой.

По зависимости между объемом нефти и давлением в области выше давления насыщения сравнительно просто подсчитывается и коэффициент сжимаемости нефти $\beta_н$.

$$\beta_н = \frac{\Delta V}{V \Delta p}.$$

Объемный коэффициент, газосодержание и плотность пластовой нефти определяют по данным, полученным при однократном разгазировании пластовой нефти. При опыте из пресса выпускается некоторое количество пластовой нефти в предварительно взвешенный стеклянный сепаратор, где газ отделяется от нефти. Объем выделившегося газа $V_г$ измеряют бюреткой, предварительно заполненной соленой водой.

Объем $V_{дег}$ дегазированной нефти определяется по массе и плотности нефти, находящейся в сепараторе. Объем $V_{пл}$ в пластовых условиях находят по измерительной шкале пресса вычитанием отсчетов по шкале пресса до (N_1) и после (N_2) выпуска из него нефти:

$$V_{пл} = N_1 - N_2.$$

По результатам опыта рассчитываются соответствующие параметры: объемный коэффициент $b = V_{пл.н}/V_{дег.н}$; газосодержание

$G = V'_г/M_{пл.\,н}$, где $V'_г$ — объем выделившегося газа, приведенный к стандартным условиям; плотность пластовой нефти $\rho_{пл.\,н} = M_{пл.\,н}/V_{пл.\,н}$, где $M_{пл.\,н}$ — масса пластовой нефти (равна сумме масс сепарированной нефти и выделившегося газа).

Подробно методика определения характеристик пластовой нефти описана в специальных руководствах по анализу нефтей в пластовых условиях [27].

Кроме аппаратуры АСМ-300М для исследования свойств нефтей и их изменений в зависимости от пластовых условий используются различные приборы, созданные научно-исследовательскими институтами и лабораториями. Физические свойства нефтей находятся в тесной связи с их электрическими, акустическими и другими параметрами. Принцип действия приборов для оценки свойств нефтей основан на измерении упомянутых характеристик. Существует много типов разнообразных малогабаритных пробоотборников, портативных установок для исследования пластовых нефтей, установок для анализа и свойств в полевых условиях и т. д. По всем этим вопросам необходимо обращаться к специальной литературе.

§ 15. ИЗМЕНЕНИЕ СВОЙСТВ НЕФТИ В ПРЕДЕЛАХ НЕФТЕНОСНОЙ ЗАЛЕЖИ

Физические свойства нефти и ее состав в пределах одного и того же пласта не остаются постоянными. Свойства нефти изменяются в основном с глубиной погружения пласта. При этом иногда наблюдаются общие закономерности их изменения, характерные для многих месторождений.

1. В залежах, не имеющих выхода на поверхность и окруженных краевой водой, плотность нефти и содержание в ней смол возрастают с глубиной залегания.

2. Вязкость нефти в пласте увеличивается от купола складки к крыльям.

3. Давление насыщения газом и количество растворенного газа в единице объема нефти уменьшаются по направлению к водо-нефтяному контакту.

4. Объемный коэффициент нефти уменьшается к крыльям складки.

В зависимости от структурных особенностей и строения залежи, наличия выходов пластов на поверхность и свойств пластовых систем закономерности изменения свойств нефти по пласту могут иметь другой и более сложный характер. Необходимо с самого начала разработки месторождения исследовать пробы нефти, отобранные из различных частей залежи.

Состав растворенного в нефти газа и его количество в различных частях залежи также не одинаково. В приконтурных частях в нефти содержится меньше азота и легких углеводородов.

Особо резко изменяются свойства нефти в залежах с крутыми углами падения пластов. Известны залежи, в которых давление

насыщения в краевых частях более чем в два раза меньше, чем в купольной зоне. Вязкость нефти в центральной части месторождения может быть меньше вязкости нефти, залегающей на крыльях.

Причинами изменения свойств нефти по площади месторождения являются геологические и структурные особенности строения залежи; наличие выходов пласта на поверхность; химические, бактериологические, физико-химические и другие процессы, происходившие или продолжающиеся в пласте. Предполагается, например, что некоторое изменение свойств нефти в приконтурной части пласта обусловливается растворением в краевой пластовой воде наиболее легких компонентов нефти.

Увеличение плотности нефти от свода к крыльям объясняется, по-видимому, окислительными процессами (за счет растворенных в воде сульфатов), происходящими в приконтурной зоне. Особенно сильно такие процессы сказываются на составе нефти в залежах, обнажающихся на поверхности. При этом пределы распространения окислительных процессов вглубь пласта зависят от строения и возраста залежи. При выходе пласта на поверхность на свойства нефти влияет ее дегазация. Кроме того, свойства нефти зависят от температуры, изменяющейся с глубиной, и расслоения углеводородов под действием силы тяжести. В нефтеносных пластах из-за наклонного залегания может быть большая разница в высотах между отдельными точками залежи. Однако по данным А. Ю. Намиота изменения свойств нефти в залежи нельзя объяснить только влиянием температуры и действием силы тяжести.

Л. Г. Гурвич считал, что свойства нефти изменялись при фильтрации ее по пласту в процессе миграции, сопровождающейся некоторым осветлением нефти вследствие адсорбции тяжелых компонентов в крыльевых частях структуры.

Некоторые исследователи считают, что большое несоответствие свойств и состава нефти в различных частях структуры объясняется нарушением термодинамического равновесного состояния нефти, сохранившегося со времен образования залежи. Это предположение подтверждается данными расчетов процессов диффузии. Доказано, что если бы выравнивание свойств нефти в пласте происходило только вследствие диффузии, то время, необходимое для установления равновесного состояния в залежи длиной 5—10 км, вполне сравнимо с геологическими периодами.

В связи с изменчивостью свойств нефти по залежи необходим статистический подход к определению средних ее параметров. Интересный опыт такой оценки для месторождений Татарии проделан И. М. Амерхановым. Результаты исследования пластовых нефтей Ромашкинского и Ново-Елховского месторождений, отобранных соответственно из 110 и 40 скважин, были сгруппированы им по 5, 10, 15, 20 и т. д. скважинам, равномерно расположенным по площади месторождений. При этом находились средние значения параметров нефти для каждой группы скважин и среднеквадратические отклонения полученных средних их значений по группам от среднего значе-

ния по всем скважинам. По данным опыта с увеличением исследованных скважин более 20 дальнейшее возрастание их не повышает точность определения.

§ 16. ФОТОКОЛОРИМЕТРИЯ НЕФТИ

Дополнительным методом исследования изменения свойств нефти по залежи является фотоколориметрия [1], которая основана на определении степени поглощения света исследуемым раствором (интенсивности окраски его) с использованием фотоэлементов и гальванометра [8].

Колориметрические свойства нефти зависят от содержания асфальто-смолистых веществ. Вместе с изменением содержания последних в нефти изменяются вязкость, плотность и другие свойства. Поэтому по изменению колориметрических свойств нефти можно судить и об изменении других ее параметров.

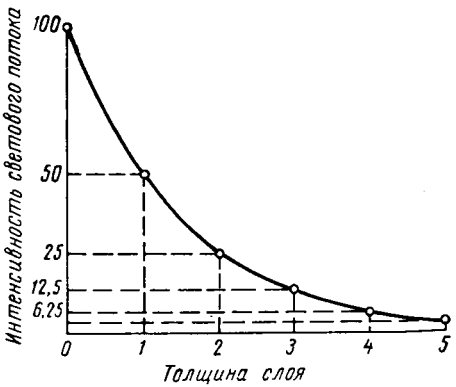


Рис. III.33. Зависимость интенсивности прошедшего через раствор светового потока от толщины поглощающего слоя.

Если световой поток падает на кювету с раствором, то часть потока поглощается жидкостью, а другая проходит через кювету. П. Бугером и И. Ламбертом установлен закон, согласно которому слои вещества одинаковой толщины при прочих равных условиях всегда поглощают одну и ту же часть падающего на них светового потока. Это означает, что при прохождении светового потока, например, с начальной интенсивностью в 100 единиц последовательно через несколько слоев раствора одинаковой толщины с потерей каждый раз половины интенсивности, то из первого слоя выйдет поток интенсивностью 50 единиц, из второго в 25 единиц и т. д. Следовательно, графическая зависимость между интенсивностью светового потока, прошедшего через слои различной толщины, и размерами этих слоев имеет вид, представленный на рис. III.33.

Уравнение этой линии будет

$$I_t = I_0 e^{-Kl}, \qquad \text{(III.89)}$$

где I_t — интенсивность светового потока после прохождения через раствор;

---

[1] Ляликов Ю. С. Физико-химические методы анализа. М., изд-во «Химия», 1964. Временная инструкция по применению фотоколориметрии добываемых нефтей для решения геолого-промысловых задач. Бугульма, изд-во ТатНИИ, 1965.

I_0 — интенсивность падающего светового потока;
l — толщина слоя;
K — коэффициент поглощения.

Из (III.89) следует, что отношение интенсивности светового потока, прошедшего через слой раствора, к интенсивности падающего светового потока не зависит от абсолютной интенсивности падающего светового потока.

По закону Бера коэффициент K пропорционален концентрации поглощающего вещества

$$K = K_{\text{сп}} C, \tag{III.90}$$

где C — концентрация вещества;
$K_{\text{сп}}$ — коэффициент светопоглощения.

С учетом формулы (III.89) и (III.90) уравнение основного закона колориметрии — закона Бугера — Ламберта — Бера запишется в виде

$$I_t = I_0 \, e^{-K_{\text{сп}} C l}. \tag{III.91}$$

Отношение интенсивности I_t прошедшего светового потока к интенсивности I_0 падающего потока называется коэффициентом прозрачности τ или светопропускания

$$\tau = \frac{I_t}{I_0} = e^{-K_{\text{сп}} C l}. \tag{III.92}$$

Величина τ, отнесенная к толщине слоя в 1 см, называется коэффициентом светопропускания.

Логарифмы величины, обратной светопропусканию, называются оптической плотностью D:

$$D = \lg \frac{1}{\tau} = \lg \frac{I_0}{I_t} \tag{III.93}$$

или

$$D = 0{,}4343 \cdot \ln \frac{I_0}{I_t}, \qquad I_t = I_0 \cdot e^{-\frac{D}{0{,}4343}}. \tag{III.94}$$

Из (III.91) и (III.94) получим

$$K_{\text{сп}} C l = \frac{D}{0{,}4343}, \qquad K_{\text{сп}} = \frac{D}{0{,}4343 \cdot C \cdot l}, \tag{III.95}$$

т. е. размерность коэффициента светопоглощения

$$[K_{\text{сп}}] = \frac{1}{\text{см}}.$$

Единицу светопоглощения можно определить из соотношения (III.95):

$$K_{\text{сп}} = \frac{D}{0{,}4343 \cdot C \cdot l} = \frac{0{,}4343 \cdot \lg \frac{I_0}{I_t}}{0{,}4343 \cdot C \cdot l} = \frac{\lg \frac{I_0}{I_t}}{C \cdot l}.$$

При $C = 1$ и $l = 1$ см

$$1\,(K_{\text{сп}}) = \ln \frac{I_0}{I_t} \text{ или } \frac{I_0}{I_t} = \text{e}.$$

Следовательно, за единицу $K_{\text{сп}}$ принимается коэффициент светопоглощения такого вещества, при пропускании света через слой в 1 см которого интенсивность светового потока уменьшается в e (2,718) раз.

Коэффициент светопоглощения является параметром, не зависящим от концентрации и толщины слоя раствора. Он представляет собой постоянную величину, которая зависит от длины волны падающего света, природы растворенного вещества и температуры раствора. $K_{\text{сп}}$ нефтей быстро уменьшается с увеличением длины волны света.

Коэффициент светопоглощения определяется при помощи фотоколориметра. На рис. III. 34 приведена схема фотоколориметра ФЭК, принцип действия которого основан на уравнивании двух световых пучков при помощи переменной щелевой диафрагмы. Поток света от лампы $Л$, пройдя светофильтры C_1 и C_2 и кюветы A_1 и A_2, попадает (отразившись от зеркал $З_1$ и $З_2$) на фотоэлементы $Ф_1$ и $Ф_2$, включенные по дифференциальной схеме «компенсирующей ток». При равенстве освещенностей обоих фотоэлементов токи от них в цепи гальванометра компенсируются и стрелка стоит на нуле. освещенности фотоэлемента $Ф_2$ $Д$, ширина которой меняется во время вращения связанного с ней барабана, а для изменения освещенности фотоэлемента $Ф_1$ применяется фотометрический нейтральный клин $К$. С диафрагмой соединены два отсчетных барабана, имеющих по две шкалы — коэффициента светопропускания (τ) и оптической плотности D. При опытах измеряется оптическая плотность чистого растворителя и исследуемого раствора нефти в бензоле, толуоле, четыреххлористом углероде или керосине. Практически для определения оптической плотности раствора измеряется интенсивность I_0 светового потока, прошедшего через кювету длиной l с чистым растворителем и интенсивности I_t потока, прошедшего через кювету той же длины

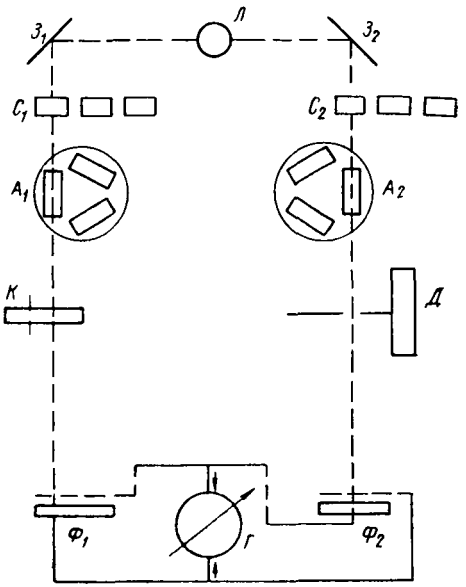


Рис. III.34. Схема фотоколориметра ФЭК

Л — лампа; $З_1$ и $З_2$ — зеркало; C_1 и C_2 — светофильтры; A_1 и A_2 — кюветки; $Ф_1$ и $Ф_2$ — фотоэлементы; *Д* — щелевая диафрагма; *К* — нейтральный клин; *Г* — гальванометр.

Для усиления или ослабления используется щелевая диафрагма

l с раствором нефти. Уравнивание фототоков осуществляется по показанию гальванометра изменением ширины щели диафрагмы, соединенной с отсчетными барабанами, градуированными в единицах оптической плотности и процентах светопропускания.

Концентрацию нефти в растворителе выбирают равной 0,5—1,5% с учетом толщины кюветки l таким образом, чтобы обеспечивались наименьшие погрешности при определении оптической плотности на фотоколориметре ($D = 0{,}3—0{,}7$).

Как уже упоминалось коэффициент светопоглощения зависит от содержания асфальтенов и смолистых веществ в нефти. В свою очередь от концентрации последних зависят плотность, вязкость и другие свойства нефти. Это означает, что по коэффициенту светопоглощения нефтей различных скважин можно судить о степени неоднородности свойств нефти в залежи.

По изменениям $K_{сп}$ со временем удается получить данные о процессах, происходящих в пласте при его разработке. Например, систематические результаты измерения $K_{сп}$ можно использовать для решения геолого-промысловых задач: определения направления и скорости перемещения нефти в залежи; оценки дебита отдельных пластов в скважинах, вскрывших одним фильтром несколько пластов, определение пласта, в котором образовалась трещина при гидроразрыве; контроль за эффективностью дострела новых пластов; проверка результатов ремонтных (изоляционных работ); выявление изменений в работе отдельных пластов при изменении режима работы скважин и т. д. Методика этих исследований подробно описана в специальной литературе [1].

Фотоколориметрические исследования быстро развиваются и совершенствуются.

Предложен способ измерения $K_{сп}$ неразбавленных пластовых нефтей [2]. Для этой цели используется инфракрасная область спектра, так как известно, что чем больше длина волны, тем меньше оптическая плотность D.

---

[1] Девликамов В. В., Мархасин И. Л., Бабалян Г. А. Оптические методы контроля за разработкой нефтяных месторождений. М., изд-во «Недра», 1970.

[2] Абезгауз И. М., Капырин Ю. В., Требин Г. Ф. Новый метод определения оптической плотности нефти. НТС, «Нефтепромысловое дело», 1965, № 10. Девликамов В. В. Фотоколориметрические исследования коллоидных свойств нефтей. Изв. высш. учебн. завед. «Нефть и газ», 1968, № 3.

ГЛАВА IV

ФАЗОВЫЕ СОСТОЯНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ

§ 1. ВИДЫ ФАЗОВЫХ ПРЕВРАЩЕНИЙ

В нефтепромысловой практике встречаются различные виды фазовых переходов вещества — испарение, конденсация, плавление и др. Наиболее же часто промысловому инженеру приходится иметь дело с фазовыми превращениями растворов. В системе, находящейся в условиях какого-либо фазового перехода, могут сосуществовать в термодинамическом равновесии одновременно две или несколько различных фаз. Условиями равновесия фаз являются равенство температур и давлений во всех частях системы. Кроме того, при постоянных температуре и давлении должны быть равными химические потенциалы соприкасающихся фаз. В многокомпонентных системах условия равновесия фаз наступают, когда химические потенциалы данного компонента во всех фазах системы, находящейся в равновесии, становятся равными между собой.

Все фазовые переходы подразделяются на два вида — первого и второго рода.

Простейшими примерами фазовых переходов первого рода являются испарение, плавление. При фазовых превращениях такого рода изменяется объем системы и поглощается (или выделяется) количество теплоты, которое называется скрытой теплотой перехода. Существование теплоты перехода указывает на изменение энтропии системы. В процессе испарения вещество поглощает теплоту. Его энтропия в газообразном состоянии при данных давлении и температуре больше, чем в жидком. Следовательно, при фазовом переходе первого рода изменяются объем и энтропия вещества. Характеристику фазового перехода первого рода (эквивалентную описанной выше) можно дать с помощью функции Гиббса. Дифференциальное ее выражение (см. гл. III, § 3) будет

$$dG = -S\,dT + V\,dp, \tag{IV.1}$$

где

$$S = -\left(\frac{\partial G}{\partial T}\right)_p; \quad V = \left(\frac{\partial G}{\partial p}\right)_T.$$

Таким образом, первые производные функции Гиббса — удельный объем V и удельная энтропия S при фазовых переходах первого рода изменяются скачкообразно (рис. IV.1).

При фазовом переходе второго рода тепловые эффекты отсутствуют. Энтропия и объем системы изменяются непрерывно. Не только функция Гиббса, но и ее первые производные остаются непрерывными (рис. IV.2).

Фазовый переход второго рода непрерывен в том смысле, что состояние тела меняется непрерывно. Однако симметрия в точке перехода нарушается скачком, по которому можно указать принадлежность вещества к той или иной фазе. Если в точке фазового перехода первого рода в равновесии находятся тела в двух различных состояниях, в точке перехода второго рода состояния фаз совпадают. Не непрерывно (скачкообразно) изменяются при фазовых переходах второго рода теплоемкость C_p, сжимаемость β_T, температурный коэффициент расширения α_T.

Как известно,

$$\beta_T = -\frac{1}{V}\left(\frac{\partial V}{\partial p}\right)_T;\quad \alpha_T = \frac{1}{V}\left(\frac{\partial V}{\partial T}\right)_p;$$

$$C_p = T\left(\frac{\partial S}{\partial T}\right)_p.$$

Учитывая, что

$$S = -\left(\frac{\partial G}{\partial T}\right)_p;\quad V = \left(\frac{\partial G}{\partial p}\right)_T,$$

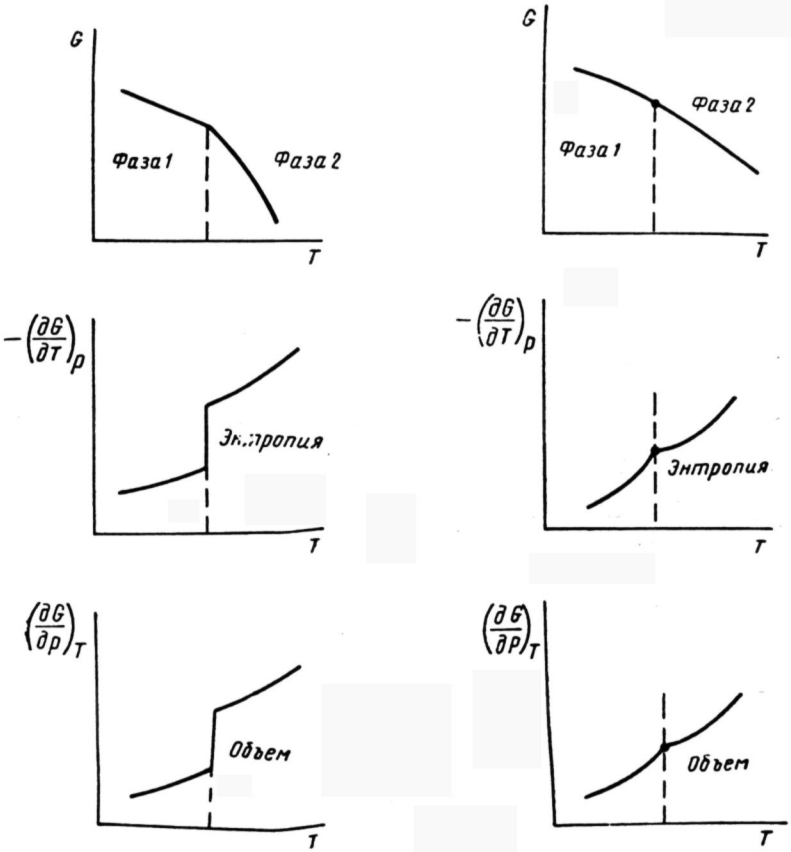


Рис. IV.1. Рис. IV.2.

найдем

$$\frac{G_p}{T} = \left(\frac{\partial S}{\partial T}\right)_p = \frac{\partial}{\partial T}\left[-\left(\frac{\partial G}{\partial T}\right)_p\right]_p = -\frac{\partial^2 G}{\partial T^2}; \qquad \text{(IV.2)}$$

$$\beta_T V = -\left(\frac{\partial V}{\partial p}\right)_T = -\frac{\partial}{\partial p}\left[\left(\frac{\partial G}{\partial p}\right)_T\right]_T = -\frac{\partial^2 G}{\partial p^2}; \qquad \text{(IV.3)}$$

$$\alpha_T V = \left(\frac{\partial V}{\partial T}\right)_p = \frac{\partial}{\partial T}\left[\left(\frac{\partial G}{\partial p}\right)_T\right] = \frac{\partial^2 G}{\partial T \cdot \partial p}. \qquad \text{(IV.4)}$$

Следовательно, при фазовых переходах второго рода вторые производные от функции Гиббса скачкообразно изменяются. Примерами фазового перехода второго рода могут быть превращение одной кристаллической модификации вещества в другую, проводника в сверхпроводник и т. д. При этом скачкообразного изменения состояния тела не происходит. Непрерывно изменяется расположение атомов в кристалле, в результате чего возникает новая модификация вещества.

В процессе исследований В. А. Каревским метастабильных состояний нефтегазовых растворов последние в области, близкой к давлению насыщения, оставались в макроскопическом понимании однородными и удовлетворяли условиям для преобразований второго рода — первая производная функции Гиббса (удельный объем) оставалась непрерывной

$$\left(\frac{\partial G}{\partial p}\right)_T = V.$$

Скачок испытывала вторая производная функции Гиббса (сжимаемость)

$$\left(\frac{\partial^2 G}{\partial p^2}\right) = \left(\frac{\partial V}{\partial p}\right)_T = \beta_T V.$$

Такие результаты можно объяснить статистико-термодинамической теорией фазовых переходов, развитой в трудах В. К. Семенченко [1]. Фазовые переходы второго рода связаны с флуктуациями различных физических величин, характеризующих состояние вещества (температуры, давления, концентрации, плотности и т. д.). В обычных условиях флуктуации малы и не могут значительно повлиять на такие свойства и параметры систем, как энтропия, внутренняя энергия, объемы и т. д., которые являются характеристическими функциями или их первыми производными. Но флуктуации влияют на характер изменения величин, являющихся вторыми производными термодинамических функций — теплоемкости, сжимаемости и т. п. С ростом флуктуаций изменяются соответствующие величины при незначительном увеличении или уменьшении определяющего параметра (давления в случае сжимаемости, температуры в случае энергии и энтропии и т. д.). В статистической термодинамике эта связь выражается следующим соотношением

$$\frac{\partial^2 z}{\partial \theta_i^2} = \frac{\overline{[f(q_i)]^2} - \overline{[f(q_i)]}^2}{KT}, \qquad \text{(IV.5)}$$

где z — характеристическая функция;
θ_i — внешняя сила;
$\overline{[f(q_i)]^2} - \overline{[f(q_i)]}^2$ — среднее значение флуктуации соответствующей величины;
K — постоянная Больцмана;
T — абсолютная температура.

Система устойчива при малых флуктуациях. С возрастанием флуктуаций (вследствие уменьшения давления, увеличения температуры) устойчивость уменьшается, увеличиваются значения вторых производных термодинамических функций (обратных величин, характеризующих устойчивость) система переходит в микрогетерогенное состояние (т. е. вблизи точки перехода вещество приобретает дисперсное строение). Максимального развития микрогетерогенность достигает в точке фазового перехода второго рода. И фазовый переход этого вида по физической сущности сводится, таким образом, к микрофазовым переходам первого рода, происходящим в системе в области перехода второго рода.

Нефть, пластовый газ и газоконденсатные системы представляют собой смесь сложного состава и поэтому, как мы увидим далее, закономерности фазовых превращений смесей углеводородов имеют свои особенности и отклонения

---

[1] Семенченко В. К. Избранные главы теоретической физики. М., Учпедгиз, 1960.

от закономерности фазовых переходов однокомпонентных (чистых) веществ. Это относится также и к преобразованиям нефтей в метастабильном состоянии. Установлено, например, что фазовые превращения нефтей в этой области имеют признаки, свойственные не только чисто фазовым переходам второго рода. В некоторых экспериментах В. А. Каревского, сопровождающихся интенсивными преобразованиями структуры нефти, наблюдалось (до 0,2° С на стенке камеры прибора) понижение температуры системы. Как известно, тепловые эффекты при фазовых переходах второго рода должны отсутствовать.

Аналогично фазовым переходам второго рода (согласно В. К. Семенченко) с флуктуациями тесно связаны и критические явления. Прохождение системы через дисперсное состояние является общей чертой фазовых переходов второго рода и критических явлений (с этим процессом связывается возникновение критической опалесценции в чистых веществах и жидких смесях). При этом наблюдаются кинетические аномалии, свойственные именно дисперсному состоянию. Например, возрастает вязкость системы в критической области, что наблюдалось у ряда жидкостей некоторыми исследователями.

Критические явления и фазовые переходы второго рода аналогичны в известных пределах и по другим признакам. При критических явлениях наблюдается, как и при фазовых переходах второго рода, скачок вторых производных функции Гиббса, в то время как первые производные изменяются непрерывно. Критические явления отличаются от фазовых переходов второго рода тем, что в критической точке исчезает граница раздела между двумя макроскопическими фазами. Как уже упоминалось, при фазовых переходах второго рода система в макроскопическом смысле остается однородной.

§ 2. СХЕМЫ ФАЗОВЫХ ПРЕВРАЩЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

В процессе эксплуатации месторождений в пластах непрерывно изменяются давление, количественное соотношение газа и нефти, а иногда и температура. Это сопровождается непрерывными изменениями состава газовой и жидкой фаз и переходом различных углеводородов из одной фазы в другую.

Особо интенсивные процессы таких превращений происходят при движении нефти по стволу скважины от забоя к устью. Вследствие быстрого падения давления из нефти выделяется значительное количество газа и около устья поток превращается иногда в тонкодисперсную взвесь микрокапель нефти в газовой среде.

Точно также и дальнейшее движение нефти и газа к потребителю сопровождается непрерывными фазовыми превращениями. Например, газ, содержащий значительное количество бензиновых фракций в парообразном состоянии, проходит специальную обработку, при которой из него извлекается газовый бензин; из нефти, уже не содержащей газ, стараются извлечь и уловить наиболее летучие жидкие фракции для уменьшения потерь нефтепродуктов от испарения при хранении их в резервуарах и т. д.

Закономерности фазовых переходов и фазовое состояние газонефтяных смесей при различных условиях необходимо знать для решения многих задач. Например, с учетом закономерности фазовых изменений углеводородов составляется проект разработки газоконденсатных месторождений [1]. Теорией фазовых изменений пользуются для

[1] О газоконденсатных месторождениях см. в последующих параграфах настоящей главы.

расчета количества и состава газа, выделяющегося из нефти при различных давлениях и температурах, количества и состава бензиновых фракций, содержащихся в газе, и т. д.

Схемы фазовых превращений однокомпонентных систем

Известно, что углеводородные газы изменяют объем подобно всем индивидуальным веществам в зависимости от температуры и давления примерно в соответствии с графиками, приведенными на рис. IV.3, *а*. Как видно, каждая из кривых соответствует фазовым изменениям однокомпонентного газа при постоянной температуре и имеет три

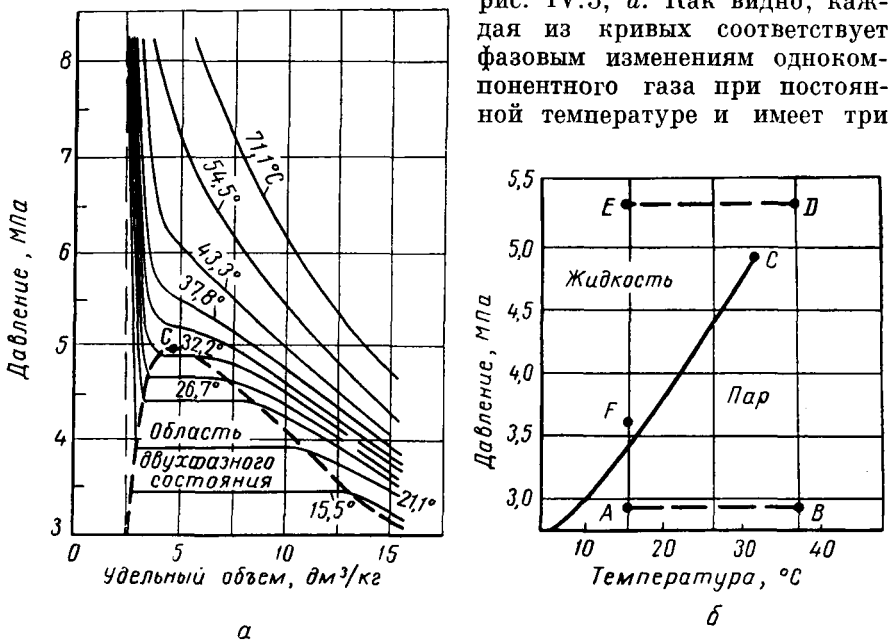


Рис. IV.3. Диаграммы фазового состояния чистого этана.

участка. Справа от пунктирной линии отрезок соответствует газовой фазе, горизонтальный участок — двухфазной газожидкостной области и левый участок — жидкой фазе. Отрезок пунктирной кривой вправо от максимума в точке *C* называется кривой точек конденсации (или точек росы), а влево от максимума — кривой точек парообразования (кипения). В точке *C* пунктирной линии кривые парообразования и конденсации сливаются. Эта точка называется критической.

С приближением давления и температуры к их критическим значениям свойства газовой и жидких фаз становятся одинаковыми, поверхность раздела между ними исчезает и плотности их уравниваются. Следовательно, с приближением к критической точке по кривой начала кипения плотность жидкой фазы будет непрерывно

убывать. Если же к ней приближаться по линии точек конденсации, то плотность пара будет непрерывно возрастать.

Для изотермических фазовых превращений однокомпонентных газов характерно постоянство давления в двухфазной области, т. е. после начала конденсации газа дальнейшее превращение его в жидкость с уменьшением объема системы происходит при постоянном давлении до тех пор, пока весь газ не превратится в конденсат.

Точно также со снижением давления после начала парообразования дальнейшее кипение (испарение) жидкой фазы происходит при постоянном давлении.

Обе фазы (жидкость и пар) при данной температуре присутствуют в системе только в том случае, если давление равно упругости насыщенного пара этой жидкости.

Фазовые превращения углеводородов можно представить также в координатах давление p — температура T (рис. IV.3, *б*). Для однокомпонентной системы кривая давления насыщенного пара на графике давление — температура является одновременно кривой точек начала кипения и линией точек росы. При всех других давлениях и температурах, значения которых не располагаются на этой кривой, вещество находится в однофазном состоянии — в жидком, если при данной температуре давление выше кривой давления насыщенного пара. Если при той же температуре давление ниже давления насыщенного пара, вещество находится в паровой или газовой фазе в ненасыщенном состоянии.

Фазовая диаграмма индивидуальных углеводородов в координатах давление — температура ограничивается критической точкой C. Для однокомпонентных систем эта точка определяется наивысшими значениями давления и температуры, при которых еще могут существовать две фазы одновременно. Величины критических давлений и температур основных компонентов природного газа приведены в табл. III.2.

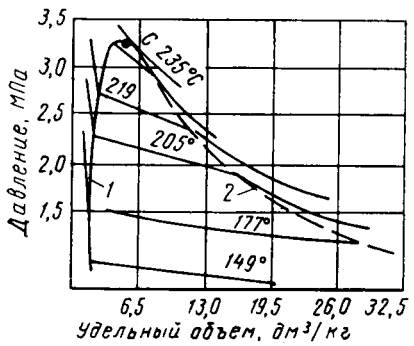
Из рис. IV.3, *б* видно, что путем соответствующих изменений давления и температуры углеводороды можно перевести из парообразного состояния в жидкое, минуя двухфазную область. Действительно, газ, характеризующийся параметрами в точке A, можно путем изобарического нагрева довести до температуры в точке B, а затем, повысив давление в системе при постоянной температуре, перевести вещество в область (точка D), расположенную выше критической точки C, и далее в область точки E. Свойства системы при этом изменяются непрерывно и разделения углеводорода на фазы не произойдет. При дальнейшем охлаждении системы (от точки D до точки E), а затем и при снижении давления до значения в точке F вещество приобретает свойства жидкости, минуя область двухфазного состояния вещества.

Значительно сложнее закономерности фазовых переходов двух- и многокомпонентных систем.

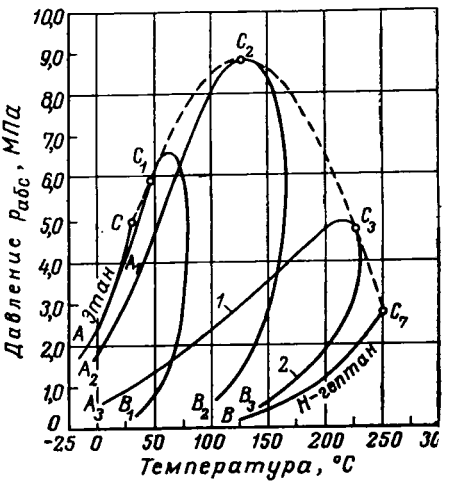
Схема фазовых превращений двух- и многокомпонентных систем

С появлением в системе двух и более компонентов в закономерностях фазовых изменений возникают свои особенности. В качестве примера на рис. IV.4, *а* приведена зависимость «объем — давление» для смеси пентана и гептана с массовой концентрацией последнего 52,4%.

Аналогично диаграмме на рис. IV.3, *а* для однокомпонентного газа на рис. IV.4, *а* зона вправо от пунктирной линии (кривой точек конденсации) также является областью чистого газа, в которой изотермы двух- и многокомпонентных систем аналогичны изотермам чистых



а



б

Рис. IV.4. Диаграммы фазового состояния двухкомпонентных систем.

а — зависимость «давление — удельный объем» для смеси н-пентана и н-гептана, содержащей 52,4% по массе н-гептана; *б* — диаграмма «давление — температура» для смесей этана с н-гептаном (точки C_1, C_2 и C_3 — критические точки смесей, содержащих соответственно 90,22, 50,25 и 9,8% по массе этана); *1* — линия точек начала парообразования; *2* — линия точек росы.

компонентов. Влево от кривой точек парообразования изотермы жидкой фазы круто возрастают с уменьшением объема и они также аналогичны изотермам области жидкости чистых компонентов. В двухфазной же области двух- и многокомпонентных систем имеются значительные изменения. Было показано (рис. IV.3), что в области двухфазного состояния чистых углеводородов изотермы характеризуются горизонтальными линиями, т. е. давление не изменялось до полной конденсации газа. Для двух- и многокомпонентных систем, как это следует из рис. IV.4, *а*, давление в процессе сжатия в двухфазной области не остается постоянным и для конденсации газа необходимо повышать его для полного превращения газовой фазы в жидкость. Поэтому давление точки парообразования (кипения) для двух- и многокомпонентной смеси выше точек конденсации. В соответствии с этим не одинаков и состав жидкой и газовой фаз

в точках парообразования и конденсации. Вскоре после начала конденсации газа состав последнего еще близок к составу всей системы. Точно так же вблизи точки парообразования состав жидкой фазы близок к составу исходной смеси. В двухфазной же области состав жидкой и газовой фаз отличен от состава исходной смеси и он непрерывно изменяется в соответствии с давлением и объемом системы.

Бинарные и многокомпонентные системы также имеют свои особенности и в области, лежащей вблизи критических давлений и температур. Критическая точка чистых веществ (или однокомпонентных систем) характеризуется самыми высокими давлениями и температурой, выше которых невозможно одновременно существование двух фаз — жидкой и газообразной. В бинарных и многокомпонентных системах критическая точка характеризуется лишь одинаково интенсивными свойствами газовых и жидких фаз. При этом в зоне пересечения кривых точек конденсации и парообразования образуется область, в которой могут существовать две фазы даже при температурах и давлениях, превышающих критические значения.

С появлением в системе второго компонента большие различия появляются также в диаграммах «давление — температура». Кривые точек начала кипения и точек росы не совпадают и образуют фазовую диаграмму, на вид которой, кроме температуры и давления влияет исходный состав смеси. Крайние левая и правая кривые на диаграмме (рис. IV.4, *б*) соответствуют давлениям насыщенного пара для чистых компонентов — этана и н-гептана с критическими точками C и C_7. Между ними расположены фазовые диаграммы смесей этана с н-гептаном с массовой концентрацией этана 90, 22; 50, 25 и 9,8% с соответствующими критическими точками C_1, C_2 и C_3. Пунктирная линия представляет собой огибающую критических точек системы этан — н-гептан. Линии A_1C_1, A_2C_2 и A_3C_3 представляют собой линии точек начала кипения рассматриваемых смесей (выше и слева от них смесь находится в жидком состоянии), B_1C_1, B_2C_2 и B_3C_3 — линии точек росы соответствующих смесей. Ниже и справа от этих линий смесь находится в газообразном состоянии. Между линиями точек начала кипения и точек росы располагается двухфазная область. Из рис. IV.4, *б* видно, что с увеличением содержания н-гептана в системе критическая точка, располагающаяся слева от максимальных значений давления и температуры, при которых две фазы могут существовать в равновесии, сдвигается вправо от нее. Кривые же точек росы и начала кипения при этом приближаются к кривой давления насыщенного пара, преобладающего в смеси компонента — н-гептана. Аналогично изменяются также критические температуры и давления при изменении состава смеси.

Величина критической температуры различных смесей находится между критическими температурами компонентов. По имеющимся экспериментальным данным для ее вычисления можно использовать свойство аддитивности (расчетные значения критических температур при этом получаются более близкими к действительным при выражении состава в процентах по массе, а не в молярных).

Критическое же давление смеси обычно выше, чем критическое давление чистых компонентов, кроме тех случаев, когда в смеси один из компонентов содержится в значительном количестве (т. е. правило аддитивности для вычисления $p_{кр}$ смеси нельзя применять). Отклонение фактической величины $p_{кр}$ от вычисленного критического давления по правилу аддитивности возрастает с увеличением разницы между молекулярными массами чистых компонентов. Наибольшее критическое давление обычно наблюдается у смеси с близким массовым содержанием обоих компонентов.

Как видно из рис. IV.4, *б*, размеры двухфазной области также зависят от состава смеси — они возрастают по мере того, как в составе смеси распределение между компонентами становится более равномерным.

Естественные углеводородные смеси отличаются большим разнообразием состава. Поэтому фазовые диаграммы нефтегазовых смесей, сохраняя принципиальные черты фазовых переходов двухкомпонентных систем, обладают еще своими в основном количественными особенностями, зависящими от состава нефти и газа.

Поведение бинарных и многокомпонентных систем в критической области

Типовые изотермы многокомпонентных углеводородных смесей вблизи критической области показаны на рис. IV.5. Как уже упоминалось, основной признак критической точки — одинаковые свойства газовой и жидкой фаз, т. е. она находится в точке соединения кривых начала конденсации и парообразования (в точке C). Из этого рисунка следует, что в критической точке давление и температура не наибольшие, при которых еще возможно одновременное существование обеих фаз. Действительно, если давление несколько меньше p', но больше, чем критическое p_C, в системе появляется газовая фаза, находящаяся в равновесии с жидкой. Это относится ко всей области $ADCA$. Точно также в области $CNBC$ существуют одновременно две фазы несмотря на то, что при этом температура в системе выше критической T_C. Наибольшее давление (p' на рис. IV.5), при котором жидкость и пар могут существовать в равновесии, принято называть *криконденбар*. Наивысшая температура (T' на рис. IV.5), при которой жидкость и пар существуют в равновесии, называется *крикондентерм*.

В области выше критической с изменением температуры и давления в многокомпонентной системе происходят необычные фазовые превращения. Чтобы убедиться в этом, рассмотрим изобарическое расширение насыщенной газом жидкости по линии EF (рис. IV.5) вследствие повышения температуры от T_1 до T_3. В точке E с увеличением температуры жидкость закипает. По мере увеличения температуры вначале объем газовой фазы увеличивается. Однако с дальнейшим повышением температуры объем газовой фазы, достигнув максимума, очевидно, вновь начинает уменьшаться, так как в точке

F, так же как и в точке E, лежащей на кривой начала парообразования, содержание паровой фазы в системе равно нулю.

Необычные процессы испарения и конденсации возможны также и при температурах выше критических — в области $CNBC$. Например, при изотермическом расширении от точки H до M, расположенных на линии точек начала конденсации, система проходит двухфазную область. Причем количество конденсата в ней вначале увеличивается. После достижения максимума жидкая фаза далее в точке M исчезает. Аналогичные явления в области выше критических p_C и T_C наблюдаются не только при изотермическом или изобарическом расширении и сжатии смеси, но также и при осуществлении процесса по любой другой кривой.

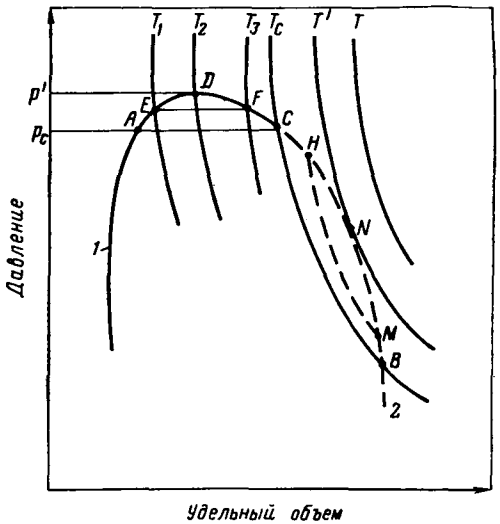


Рис. IV.5. Типовые изотермы многокомпонентных углеводородных смесей вблизи критической области.

1 — кривая точек парообразования; *2* — кривая точек конденсации.

Рассмотренные необычные процессы фазовых превращений двух и многокомпонентных систем в области выше критической называются процессами обратного или ретроградного испарения и конденсации.

Фазовая диаграмма, приведенная на рис. IV.5, типична для многих систем. Однако условия возникновения ретроградных явлений и вид pVT-диаграммы (V — удельный объем, p — давление и T — абсолютная температура) в области критических точек могут быть в зависимости от состава углеводородных смесей другими. Так, например, на рис. IV.6 показаны фазовые диаграммы в координатах $p—T$ (давление — температура), построенные для других условий возникновения ретроградных явлений. Диаграмма (рис. IV.6, *а*) аналогична зависимости $p—V$, приведенной на рис. IV.5. Здесь в области BCN возникают процессы обратной изотермической конденсации, а в области ACD — процессы обратного изобарического испарения.

Если критическая область характеризуется диаграммой (рис. IV.6, *б*), где критическая точка C существует при давлении и температуре ниже максимальных p' и T', лежащих на кривой парообразования, то изотермическое обратное испарение происходит в области CBN, а изобарическое ретроградное испарение — в области $ACND$.

Обычно критическая точка находится справа от максимального давления, при котором могут одновременно сосуществовать жидкая и газовая фазы, когда в углеводородной смеси массовая концентрация гептана и более тяжелых фракций высокая, а метана низкая (см. рис. IV.4, *б*).

Ретроградные явления характеризуются диаграммой вида (рис. IV.6, *в*), когда максимальное давление p' находится на кривой точек конденсации, а критическое давление — между p' и давлением,

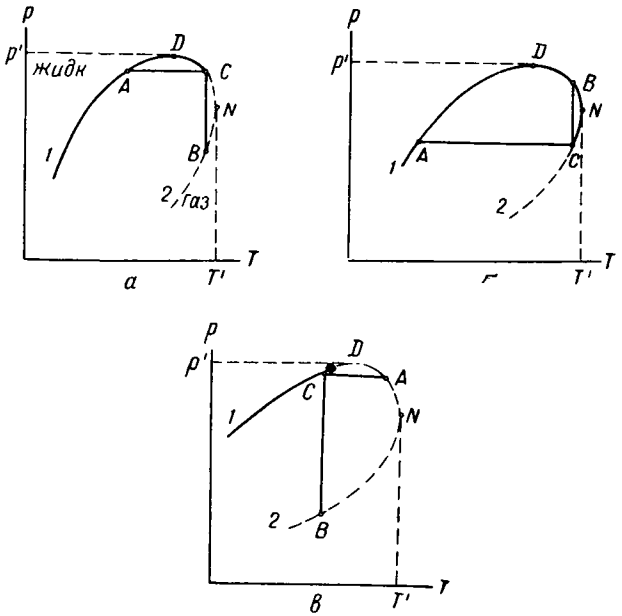


Рис. IV.6. Различные виды фазовых диаграмм.
1 — кривая точек парообразования; *2* — кривая точек конденсации.

соответствующим криконденте́рме T'. Изотермическая ретроградная конденсация возникает тогда по любой вертикальной линии в области *BCDN*. В области *CAD* могут происходить явления обратной изобарической конденсации. Такие диаграммы характерны для жирных и конденсатных газов.

Из рис. IV.5 и IV.6 следует, что изотермические ретроградные явления происходят только при температурах выше критической и ниже максимальной двухфазной температуры (криконденте́рмы). Изобарические процессы испарения и конденсации наблюдаются между критическим и максимальным двухфазным давлением (криконденба́рой).

Ретроградные процессы испарения и конденсации сопровождаются непрерывным изменением состава и объемного соотношения жидкой

и паровой фаз. Например, по диаграмме (рис. IV.7), соответствующей фазовой диаграмме, приведенной на рис. IV.6, *в*, можно проследить за течением процессов обратного испарения и конденсации. На рис. IV.7 нанесены дополнительные кривые, характеризующие количество (в процентах) углеводородов в системе, находящихся в жидком состоянии при различных давлениях и температурах. По изотерме (допустим, *AM*) от давления начала конденсации до области более высоких давлений можно проследить за характером ретроградного процесса. При давлении, соответствующем точке *O*, молекулы приблизятся друг к другу достаточно, чтобы силы притяжения начали действовать между тяжелыми молекулами; образуется жидкая фаза, состоящая в основном из тяжелых углеводородов. Этот процесс будет происходить до давления $p_к$. При этом давлении выделяется максимальное количество жидкой фазы и называется оно давлением максимальной конденсации. С дальнейшим повышением давления притяжение между легкими молекулами, оставшимися в газе, до этого слабое станет более эффективным из-за большей близости молекул. С этого момента молекулы сконденсировавшихся углеводородов начинают вновь втягиваться в паровую фазу. С увеличением давления выше $p_к$ взаимодействие молекул в жидкости также несколько уменьшается вследствие растворения в ней легких углеводородов. Относительная плотность газовой фазы увеличивается, и компоненты жидкой фазы начинают все более и более растворяться в плотной газовой фазе до тех пор, пока не закончится процесс ретроградного испарения. Из сказанного следует, что процесс ретроградного испарения можно упрощенно рассматривать как процесс растворения тяжелых компонентов в плотной паровой фазе подобно тому, как тяжелые фракции нефти растворяются в легком бензине.

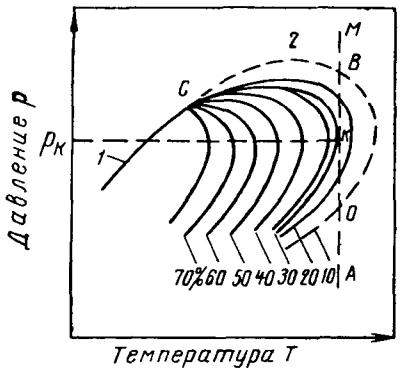


Рис. IV.7. Фазовая диаграмма вблизи критической точки.
1 — кривая точек парообразования; *2* — кривая точек конденсации.

Описанные явления обратной конденсации часто встречаются в природных условиях. Залежи, которым свойственны ретроградные явления, называются газоконденсатными.

Условия залегания углеводородов в газовых, газоконденсатных и газонефтяных залежах

Как мы видели, система находится в пласте в условиях конденсатного газа, если фазовая диаграмма для смеси углеводородов подобна диаграмме на рис. IV.6, *в* (или рис. IV.7), пластовая температура

находится в области между критической температурой и крикондентермой, а начальное пластовое давление выше давления точки росы (или равно ему). При этом, с повышением количества тяжелых компонентов в системе фазовая диаграмма расширяется, а критическая точка смещается в сторону более высоких температур. При эксплуатации таких залежей углеводородная смесь в пласте может переходить в двухфазное состояние в связи со снижением пластового давления ниже давления точки росы. Газоконденсатная смесь и в свежих залежах может находиться в двухфазном состоянии, если начальное пластовое давление оказалось ниже точки росы.

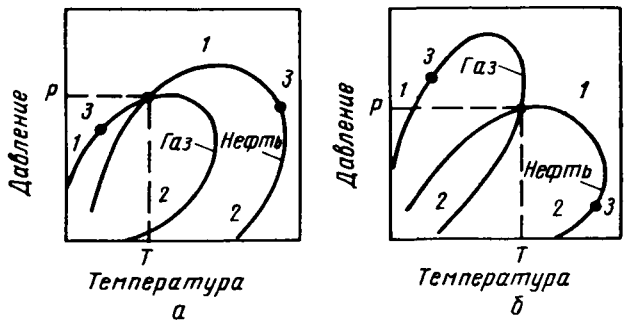


Рис. IV.8. **Фазовые диаграммы газовой шапки и контактирующей с ней нефти**

а — газовая шапка находится в условиях конденсатного газа; *б* — газовая шапка, в которой при эксплуатации залежи, ретроградные явления не наблюдаются.
1 — кривые точек росы; *2* — кривые точек начала кипения; *3* — критические токи; *p* и *T* — пластовое давление и температура.

Фазовые диаграммы углеводородов газовых залежей бедных тяжелыми фракциями (сухой газ) и обогащенных ими (жирный газ) более узкие, чем диаграммы газоконденсатных смесей, а критические их точки смещены в сторону более низких температур. Так как пластовая температура превышает крикондентерму, в пластовых условиях такие газы находятся в однофазном состоянии. Эксплуатация этих залежей происходит в условиях однофазного залегания углеводородов до полного их истощения, если температура пласта не снижается значительно, что в большинстве случаев и наблюдается на практике. Из «жирного» газа жидкие углеводороды выпадают в сепараторах или они начинают конденсироваться в стволе скважины.

Сухой газ состоит в основном из метана и содержит незначительное количество более тяжелых углеводородов. Выделение их не происходит также и в сепараторах.

При наличии газовой шапки в нефтяной залежи газовая часть месторождения может быть представлена сухим, жирным или конденсатным газом — все зависит от степени обогащения газа тяжелыми углеводородами, перешедшими из нефти в газовую часть, и от пластовых условий. На рис. IV.8 приведены схематические фазовые

диаграммы газовой шапки и прилегающей к ней нефти, когда углеводороды газовой части залежи находятся в состоянии конденсатного или сухого газа. Газовая шапка *а* расположена в точке росы и поэтому кривые точек начала конденсации газа и начала кипения нефти пересекаются при пластовых значениях давления p и температуры T.

Из сказанного следует, что в реальных условиях при эксплуатации месторождений нефти и газа мы встречаемся с очень большим разнообразием закономерностей фазовых превращений. Во избежание значительных потерь углеводородов эти закономерности необходимо учитывать в процессе разработки залежей.

Особенно следует учитывать закономерности фазовых превращений газоконденсатных залежей, так как могут быть потери больших масс тяжелых фракций в связи с выпадением их в пласте (в газовой фазе газоконденсатных месторождений могут присутствовать и очень тяжелые углеводороды — вплоть до C_{25} +).

§ 3. ВЛИЯНИЕ СТРОЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ, ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ НА ФАЗОВЫЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СИСТЕМ

Состав углеводородов газоконденсатных месторождений характеризуется широким многообразием. Содержание метана изменяется в пределах 75—95% (по объему); этана, пропана и бутана от долей процента до 11—12%. Содержание $C_{5+\text{высшие}}$ также достигает значительной величины — около 9%. В составе газов газоконденсатных залежей присутствуют также углекислый газ, азот, сероводород и редкие газы (гелий, аргон и др.).

Конденсаты, выпадающие из газов газоконденсатных месторождений, также значительно различаются по своему составу. Они более разнообразны, чем светлые фракции нефти и относятся часто к типу метановых с незначительным содержанием ароматических и нафтеновых углеводородов. Однако в конденсате ряда месторождений нафтеновых углеводородов содержится больше, чем метановых. Некоторые конденсаты содержат значительное количество ароматических углеводородов.

Исследования А. С. Великовского, Я. Д. Саввиной и других сотрудников ВНИИГаз показали, что групповой химический состав конденсатов более разнообразен, чем бензино-лигроиновых фракций нефтей. Это объясняется специфическим влиянием строения (состава) углеводородов на поведение газоконденсатных смесей.

В связи с большой сложностью состава конденсатных систем и значительным преобладанием метана в смеси закономерности фазовых переходов для упрощения изучают обычно на бинарных смесях отдельных компонентов. При этом многокомпонентная смесь условно приводится к бинарной (или тройной системе), основным компонентом которой является метан, а вторым — остальные компоненты. Полученные результаты далее считают действительными для многокомпонентных углеводородных смесей. Допустимость такого метода изуче-

ния фазовых переходов углеводородных смесей доказана специальными исследованиями.

Для иллюстрации влияния состава углеводородов на фазовое состояние бинарных смесей при различных значениях температуры рассмотрим вначале схематическую фазовую диаграмму зависимости «давление — состав» для бинарной смеси (рис. IV.9). Составы сосуществующих газовой и жидкой фаз на этих кривых определяются в конечных точках отрезков постоянного давления. Бинарная система с молярной долей более летучего компонента n_0 при изотермическом сжатии начнет конденсироваться в точке $Д$. При этом состав жидкой фазы будет характеризоваться мольной долей легкого компонента $n_{ож}$. При давлении p_i содержание легкого компонента в газовой фазе

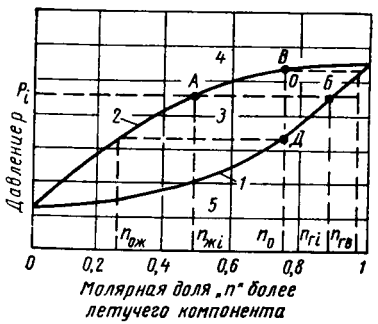


Рис. IV.9. Фазовая диаграмма зависимости «давление — состав» для бинарной системы при постоянной температуре (изотерма фазовых равновесий).

1 — кривая точек конденсации; *2* — кривая точек парообразования; *3* — двухфазная область; *4* — жидкость; *5* — газ.

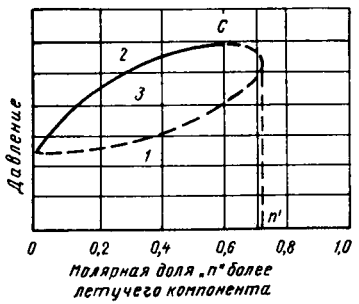


Рис. IV.10. Фазовая диаграмма зависимости «давление — концентрация» для бинарной системы при температуре, лежащей в интервале между критическими температурами компонентов.

1, 2 — кривые точек конденсации и парообразования; *3* — двухфазная область; *С* — критическая точка.

будет $n_{г\,i}$, а в жидкой — $n_{ж\,i}$. В точке $В$, соответствующей концу процесса конденсации, в последних следах газовой фазы мольная доля легкого компонента составит $n_{гв}$.

Относительное количество углеводородов в газовой V и жидкой L фазах при давлении p_i составит

$$L = \frac{n_{г\,i} - n_0}{n_{г\,i} - n_{ж\,i}} = \frac{ОБ}{АБ};$$

$$V = \frac{n_0 - n_{ж\,i}}{n_{г\,i} - n_{ж\,i}} = \frac{ОА}{АБ}.$$

Диаграмма (рис. IV.9) составлена для давления и температуры ниже критических для обоих компонентов. В других условиях диаграмма не может включать всего диапазона изменения концентрации. Если температура системы выше критической для легкого компонента и ниже, чем критическая температура второго компонента в области $n = 1$, кривые, ограничивающие двухфазную область, отсутствуют (рис. IV.10). Последняя возникает, когда концентрация более

тяжелого компонента в системе превысит значение $(1 - n')$. При концентрациях менее летучего компонента меньших, чем n', смысл диаграммы, приведенной на рис. IV.10, аналогичен диаграмме рис. IV.9.

Для иллюстрации влияния на фазовые состояния давления, температуры и состава конкретных углеводородов рассмотрим далее поведение их бинарных смесей с метаном. На рис. IV.11 изображены диаграммы равновесных составов газовой и жидкой фаз смесей метана с парафиновыми углеводородами нормального строения для температуры 80° С, в координатах «давление — состав системы». Смысл графиков, приведенных на рис. IV.11 такой же, как и на рис. IV.10. Здесь кривая точек начала кипения (левая ветвь) и кривая точек начала конденсации (правая ветвь) соединяются в критической точке. Между ними заключена область двухфазного состояния. Левее и выше кривой точек начала кипения расположена область жидкого состояния системы, а правее и ниже кривой точек росы — область парообразного состояния. Как было упомянуто, кривые представляют собой изотермы и, следовательно, точки, лежащие на одной горизонтали и принадлежащие линиям начала кипения и конденсации, имеют одинаковые давления и температуру. Составы в этих точках аналогичны составам сосуществующих фаз (жидкой и газообразной). Например, для системы «метан — C_7» имеем: при давлении 20 МПа и $t = 80°$ С в составе жидкой фазы будет 0,63 мольных долей метана и 0,37 мольных долей C_7, в сосуществующем с этой жидкой фазой газе будет содержаться 0,93 мольных долей метана и 0,07 мольных долей C_7.

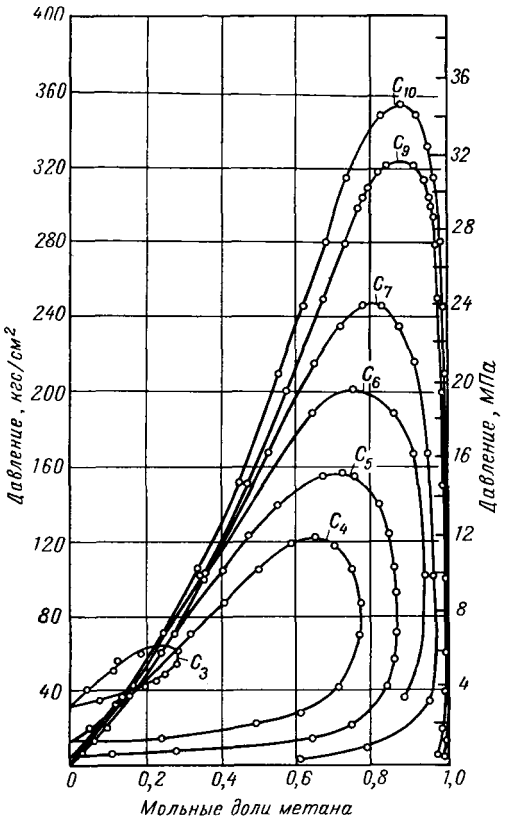


Рис. IV.11. Изотермы фазовых равновесий метана с парафиновыми углеводородами нормального строения при $t = 80°$ С. (по А. С. Великовскому и Я. Д. Саввиной).

Из рис. IV.11 следует, что с увеличением молекулярной массы углеводорода (т. е. чем выше температура кипения) требуется большее давление для перевода его в газообразное состояние в смеси с метаном. Например, при давлении 19,5 МПа и t=80° С в газообразное состояние в смеси с метаном переходит 22% гексана (C_6) или 2% декана (C_{10}). По результатам опыта с понижением температуры задерживается переход углеводородов в газовое состояние в смеси с метаном. По данным Я. Д. Саввиной и А. С. Великовского при давлении 19,5 МПа и температуре 40° С в газовое состояние в смеси с метаном может перейти лишь 8% гексана, либо 0,4% декана.

Из рис. IV.11 также следует, что критическое давление смеси повышается с увеличением ее молекулярной массы (или что то же — с увеличением температуры кипения второго компонента системы).

При одинаковой молекулярной массе температуры кипения изомерных парафиновых углеводородов более низкие, чем нормальных и поэтому изомеры растворяются в метане в больших количествах, чем нормальные. Это относится также и к процессам обратного испарения — при одинаковых условиях изомерные углеводороды должны переходить в газовое состояние в большем количестве, чем нормальные углеводороды с той же молекулярной массой.

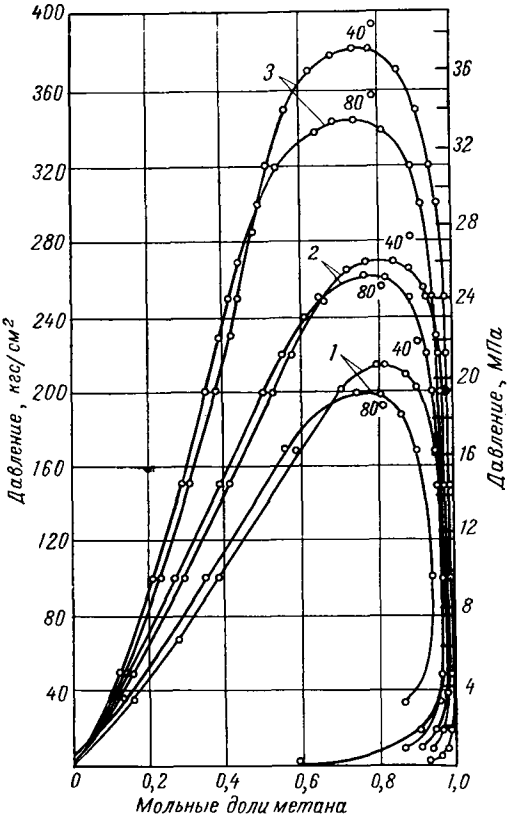


Рис. IV.12. Изотермы фазового равновесия метана с углеводородами различных групп (углеводороды с одинаковым числом атомов в молекуле).
(по А. С. Великовскому и Я. Д. Саввиной).
1 — метан — н-гексан; *2* — метан — циклогексан; *3* — метан — бензол.

На рис. IV.12 приведены изотермы бинарных смесей метана с н-гексаном, циклогексаном и бензолом. Все эти углеводороды имеют одинаковое число атомов углерода в молекуле и во всех этих системах менее летучий компонент имеет одинаковую температуру

кипения. Критическое же давление бензола значительно отличается от критического давления других тяжелых компонентов.

Из рис. IV.12 следует, что в системах с нафтеновым углеводородом изотермы с одинаковой температурой находятся в области более высоких давлений, чем в системе с парафиновым углеводородом. Изотерма системы с ароматическим углеводородом лежит в области еще более высоких давлений. Следовательно, при одинаковых давлениях и температурах парафиновые углеводороды растворяются в метане лучше нафтеновых и ароматических той же температуры кипения. И для перевода ароматических углеводородов в однофазное газовое состояние требуется значительно большее давление, чем для нафтеновых и еще более значительное, чем для парафиновых углеводородов.

В смесях метана с более тяжелыми углеводородами, имеющими критические давления, близкие к критическому давлению смеси метан — бензол, растворимость бензола в метане больше растворимости парафиновых углеводородов [1]. Это же можно сказать о смесях толуола с метаном и парафиновыми углеводородами — т. е. при одинаковых критических давлениях ароматический углеводород растворяется в метане лучше, чем парафиновый.

Приведенные выше изотермы позволяют судить также и о растворимости метана в различных углеводородах.

Как уже было упомянуто, растворимость метана характеризуется расположением левой ветви изотерм, начинающейся на диаграмме давление — состав от точки, соответствующей упругости пара чистого менее летучего компонента (нулевое содержание метана) и продолжающейся до критической точки.

Из рис. IV.11 и IV.12 следует, что с уменьшением молекулярной массы углеводорода нормального строения растворимость метана в нем при одинаковых условиях повышается (за исключением области давлений, близких к упругости паров индивидуальных компонентов). С приближением к критической области для всех углеводородов характерно более резкое повышение растворимости метана.

Изомерные парафиновые углеводороды растворяют метан хуже, чем углеводороды нормального строения. Это объясняется тем, что нормальные углеводороды по строению молекул отличаются от метана меньше, чем изомерные (на растворимость метана в парафиновых углеводородах влияет сходство в строении).

Растворимость метана в парафиновых углеводородах выше, чем в ароматических углеводородах.

Приведенные изотермы бинарных систем позволяют также проследить за влиянием давления и температуры на растворимость в метане углеводородов, образующих конденсат.

---

[1] Степанова Г. С., Выборнова Я. И., Великовский А. С. Фазовые равновесия смесей метана с различными углеводородами, входящими в состав конденсата. «Газовое дело», 1965, № 9.

Как уже упоминалось, для каждой углеводородной бинарной смеси свойственно увеличение растворимости жидких углеводородов в газе с повышением давления и температуры. При этом с ростом давления увеличивается переход в газовую фазу все более тяжелых углеводородов (рис. IV.11). Более слабо на переход углеводородов в газовое состояние в присутствии метана влияет повышение температуры (если давление значительно отличается от критического). Рост температуры при постоянном давлении приближает систему к критической области, где растворимость углеводородов в метане значительно увеличивается. При контакте метана с тяжелыми углеводородами (нефтью) с увеличением давления в системе заметно утяжеляется состав углеводородов, растворяющихся в метане. Повышение температуры слабо влияет на этот процесс. Общее же количество жидких углеводородов, перешедших из нефти в газовое состояние растет с повышением как давления, так и температуры.

§ 4. КРИТИЧЕСКАЯ ТЕМПЕРАТУРА И КРИТИЧЕСКОЕ ДАВЛЕНИЕ МНОГОКОМПОНЕНТНЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СМЕСЕЙ

Эти параметры многокомпонентных углеводородных смесей относятся к числу основных, характеризующих их объемное и фазовое поведение. По значению критического давления и температуры углеводородной смеси можно судить о фазовом состоянии ее при различных p и t. Критические параметры широко используются при расчетах сжижения и компрессии углеводородных смесей, а также при выборе их для закачки в пласт с целью увеличения нефтеотдачи и т. д.

В предыдущих разделах (см. гл. IV, § 2) отмечалось, что критические параметры даже простейших бинарных смесей метана с более тяжелыми углеводородами в широком диапазоне изменяются в зависимости от состава. При изменении количественного соотношения компонентов, как было показано на рис. IV.4, *б* критические точки различных смесей C_1, C_2, C_3 и т. д. образуют кривую, которую принято называть огибающей критических точек системы (или критической кривой). Имеется достаточно экспериментальных данных о критических параметрах лишь простых компонентов, по которым можно построить огибающие критических точек этих простых систем. Для сложных многокомпонентных смесей построение таких огибающих сильно осложняется из-за недостатка данных о значениях критических параметров чрезвычайно широкого многообразия смесей, которые встречаются на практике. Поэтому критические параметры сложных смесей обычно определяют расчетным способом.

Г. С. Степановой, например, предложен следующий способ оценки параметров в критической точке многокомпонентных систем. Сложная углеводородная смесь условно приводится к бинарной системе, одним из компонентов которой является метан, а вторым — все остальные компоненты (C_2+высшие). Далее для определения критических параметров этой условной бинарной системы используются известные свойства истинных бинарных смесей метана с индивидуальными

парафиновыми углеводородами. На рис. IV.13 и IV.14 приведены критические кривые (геометрическое место или траектории критических точек) бинарных смесей метана с парафиновыми и другими углеводородами и азотом, а также бинарной смеси азот — этан. Как следует из рис. IV.13, характер траектории критических точек для различных углеводородов одинаковый. Левая точка со знаком CH_4 соответствует критическим параметрам чистого метана. Каждая кривая справа оканчивается точкой соответствующей критическим параметрам второго более тяжелого углеводорода. Между ними находятся критические точки смесей с различным содержанием метана

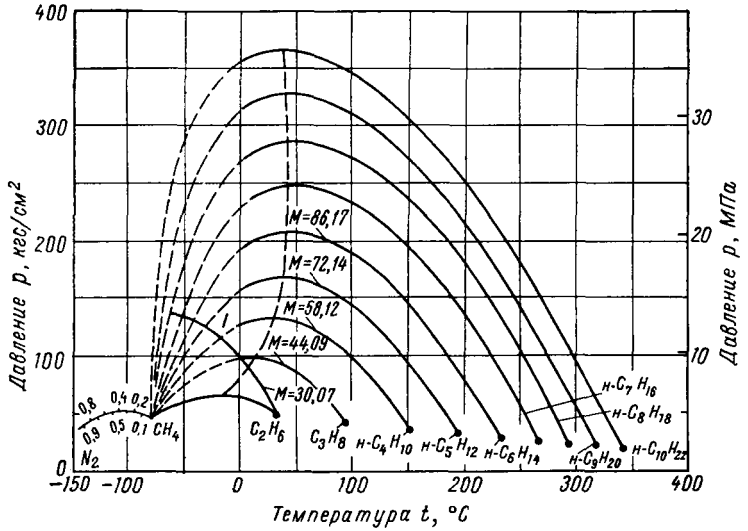


Рис. IV.13. Критические кривые бинарных смесей метана с парафиновыми углеводородами и азотом.
1 — критическая кривая смеси азот — этан (по Г. С. Степановой).

и второго компонента. Во всех случаях критическое давление в системе вначале по мере увеличения в смеси количества более тяжелого углеводорода возрастает и, достигнув максимума, уменьшается. При этом с увеличением молекулярной массы тяжелого компонента критическое давление при одной и той же температуре также возрастает и по существу характер кривой (или точнее сказать ее расположение) определяется критическими параметрами второго компонента. (Несколько иной характер имеют критические кривые ароматических углеводородов (рис. IV.14) — они пересекаются с другими кривыми.) Это означает, что по молекулярной массе второй тяжелой части системы можно определить кривую критических точек, соответствующую данной смеси. Но при этом следует учитывать, что изопарафиновые и нафтеновые углеводороды при одинаковой молекулярной массе с их нормальными аналогами имеют критические параметры,

отличные от критического давления и температуры нормальных парафиновых углеводородов. Поэтому критические кривые изопарафинов приходится рассматривать как бы принадлежащими углеводородам нормального строения, но с другой фиктивной (или эквивалентной) молекулярной массой. Например, из рис. IV.14 следует, что кривая смеси метана с изобутаном (молекулярная масса 58,12) расположена на месте огибающей критических точек смеси метана с фиктивным

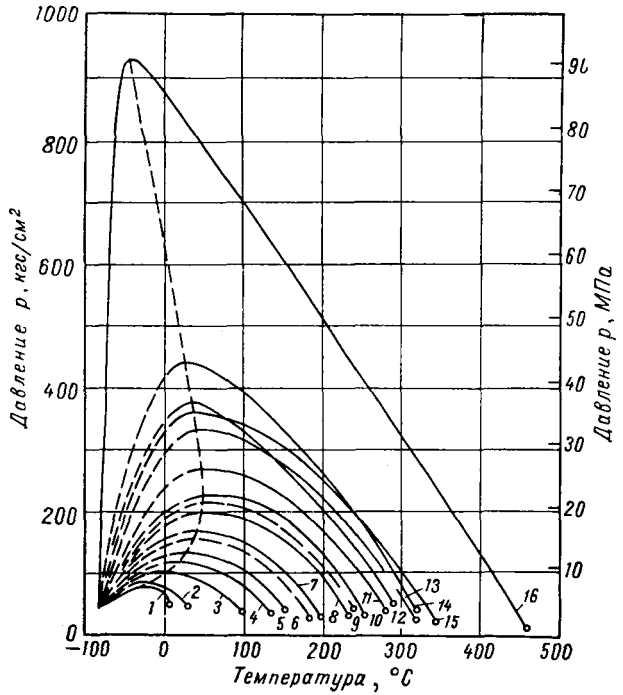


Рис. IV.14. Критические кривые бинарных систем (по Г. С. Степановой).
1 — метан — этилен; *2* — метан — этан; *3* — метан — пропан; *4* — метан — изобутан; *5* — метан — н-бутан; *6* — метан — циклобутан; *7* — метан — пентан; *8* — метан — гексан; *9* — метан — циклопентан; *10* — метан — изогептан; *11* — метан — циклогексан; *12* — метан — бензол; *13* — метан — нонан; *14* — метан — толуол; *15* — метан — декан; *16* — метан — легкая нефть.

парафиновым углеводородом, молекулярная масса которого должна бы быть равной приблизительно 48. Эта величина и принимается за эквивалентную молекулярную массу изобутана. Г. С. Степановой построены диаграммы, позволяющие быстро установить фиктивные молекулярные массы наиболее часто встречающихся в составах конденсатов изопарафиновых, парафиновых и ароматических углеводородов [1]. Очевидно, что эквивалентная масса парафиновых углеводородов равна их действительной молекулярной массе.

[1] Степанова Г. С. Метод определения давления схождения констант фазового равновесия многокомпонентных углеводородных смесей. Труды Азербайджанского индустр. ин-та, вып. 16, Баку, Азнефтеиздат, 1957.

Если смесь многокомпонентная, то по методу Г. С. Степановой сначала определяется средняя эквивалентная молекулярная масса сложного компонента C_2 + высшие, которую можно найти по формуле:

$$M_{\text{экв}} = \sum g_i M_{\text{экв } i}, \qquad \text{(IV.6)}$$

где g_i — массовые концентрации углеводородов, входящих в состав второго компонента;

$M_{\text{экв } i}$ — их эквивалентные молекулярные массы.

По значениям эквивалентной молекулярной массы $M_{\text{экв}}$ на рис. IV.13 наносится критическая кривая исследуемой смеси (положение ее определяется простой интерполяцией). На этой кривой и будет лежать критическая точка углеводородной смеси. Конкретное ее положение зависит от критической температуры $T_{\text{кр}}$ смеси.

$$T_{\text{кр}} = T_{\text{пк}} + \Delta T, \qquad \text{(IV.7)}$$

где $T_{\text{пк}}$ — псевдокритическая температура,

$$T_{\text{пк}} = \sum N_i T_{\text{кр } i}, \qquad \text{(IV.8)}$$

ΔT — поправка на разность между истинной критической и псевдокритической температурами, устанавливаемая по экспериментальным данным;

N_i — мольные концентрации входящих в смесь компонентов;

$T_{\text{кр } i}$ — критические температуры компонентов.

Необходимость учета поправки ΔT возникает в связи с отклонением величины псевдокритической температуры углеводородов от истинной критической температуры. С увеличением молекулярной массы углеводорода, составляющего смесь с метаном, отклонение истинной критической температуры от псевдокритической возрастает. На рис. IV.15 приведена зависимость разности между критической и псевдокритической температуры от мольного содержания метана в смеси, построенная по данным, опубликованным в литературе об истинных значениях $T_{\text{кр}}$ различных смесей. При определении критической температуры в качестве характеристики состава второго сложного компонента следует пользоваться средней (кажущейся) молекулярной массой $\overline{M}$, которая рассчитывается по известной мольной концентрации входящих в смесь компонентов

$$\overline{M} = N_1 M_1 + N_2 M_2 + \ldots + N_n M_n = \sum N_i M_i, \qquad \text{(IV.9)}$$

где M_i — относительные молекулярные массы соответствующих компонентов.

В итоге критическая температура многокомпонентных углеводородных смесей по методике Г. С. Степановой определяется в следующей последовательности:

1) вычисляется псевдокритическая температура смеси по формуле (IV.8);

2) разделив смесь условно на два компонента (метан и C_2 + высшие), рассчитывают молекулярную массу сложного компонента по формуле (IV.9) (азот относят к первому компоненту системы);

3) используя графики на рис. IV.15, определяют отклонение истинной критической температуры от псевдокритической ΔT (по мольному содержанию в смеси второго сложного компонента C_2 + высшие и его молекулярной массе $\overline{M}$). При несовпадении значений вычисленной молекулярной массы $\overline{M}$ с указанными на графиках

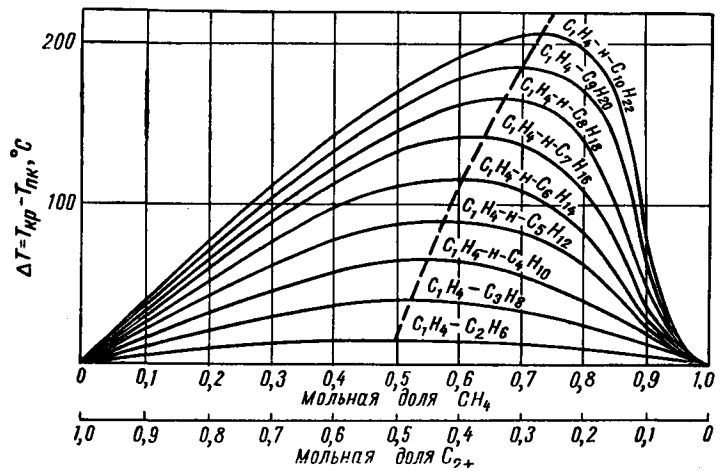


Рис. IV.15. Зависимость разности между истинной критической и псевдокритической температурами от мольного содержания метана в бинарных смесях его с парафиновыми углеводородами (по Г. С. Степановой).

рис. IV.15 значения ΔT определяются простой интерполяцией по молекулярной массе второго сложного компонента при данном его мольном содержании в смеси.

Пример[1]. Найти критическую температуру и критическое давление для смеси природного газа с бутаном молярного состава:
$N_2 = 0{,}003$; $CO_2 = 0{,}0035$; $C_1 = 0{,}6524$; $C_2 = 0{,}0298$; $C_3 = 0{,}0113$; $C_4 = 0{,}3$.

Расчетные величины псевдокритической температуры смеси, молекулярной массы второго сложного компонента C_2 + высшие и его средней эквивалентной молекулярной массы приведены в табл. IV.1.

Псевдокритическая температура смеси

$$T_{пк} = \sum N_i T_{кр\,i} = 266{,}82^\circ \text{ К}.$$

Молекулярная масса компонента C_2 + высшие

$$\overline{M}_{C_2+\text{высшие}} = \frac{18{,}83}{0{,}3411} = 55{,}28.$$

[1] Степанова Г. С. Метод определения критической точки многокомпонентных углеводородных систем. Новости нефтяной и газовой техники. «Газовое дело», № 3, 1962.

Таблица IV.1

Расчетные данные псевдокритической температуры смеси, молекулярной и средней эквивалентной молекулярной массы компонента C_2 + высшие

Компоненты	Состав N_i, мольные доли	Критические температуры компонентов, $T_{кр\,i}$, °К	$N_i T_{кр\,i}$	Молекулярная масса компонентов M_i	$N_i M_i$	Состав, массовые доли, $g_i = \frac{N_i M_i}{\overline{M}}$	$g_i M_i$
Азот	0,003	126	0,378	28	0,084	0,0028	—
Углекислота	0,0035	304	1,064	44	0,154	0,0052	—
Метан	0,6524	191	124,608	16,04	10,464	0,3544	—
Этан	0,0298	305	9,089	30,07	0,896	0,0303	0,911
Пропан	0,0113	370	4,181	44,09	0,498	0,0169	0,745
Бутаны	0,3	425	127,5	58,12	17,936	0,5904	34,314
Этан + высшие	0,3411	—	—	—	18,83	0,6376	35,97

Средняя эквивалентная молекулярная масса компонента C_2 + высшие

$$\overline{M}_{\text{экв в } C_2+\text{высшие}} = \frac{35,97}{0,6376} = 56,48.$$

По рис. IV.15 определяем отклонение истинной критической температуры от псевдокритической ΔT при содержании C_2 + высшие в смеси 0,3411 моля и $\overline{M}_{C_2+\text{высшие}} = 55,28$:

при $\overline{M} = 58,12$	$\Delta T = 60$
при $\overline{M} = 44,09$	$\Delta T = 33,5$
Для $\overline{M} = 55,28$	$\Delta T = 54,6$

Критическая температура смеси составит:

$$T_{пк} = \sum N_i T_{кр\,i} + \Delta T = 266,8 + 54,6 = 321,4° \text{ К}$$

или

$$t_{кр} = 48,4° \text{ С}.$$

По рис. IV.13 определяем критическое давление

при $t_{кр} = 48,4°$ С	и	$M_{\text{экв в } C_2+\text{высшие}} = 56,48$	
при $t_{кр} = 48,4°$ С	и	$M = 58,12$	$p_{кр} = 13,3$МПа
при $t_{кр} = 48,4°$ С	и	$M = 44,09$	$p_{кр} = 8,95$МПа
Для $M_{экв} = 56,48$			$p_{кр} = 12,59$МПа

В пластовых газах часто содержится азот и поэтому на рис. IV.13 приведены также кривые азот — метан и азот — этан. С их помощью можно построить критическую кривую для углеводородных смесей,

содержащих азот. Цифры на критической кривой азот — метан соответствуют мольному содержанию азота в смеси с метаном. Как уже упоминалось, при разделении углеводородов на условную бинарную смесь азот относят к первому компоненту. Левая начальная точка такой бинарной смеси начинается на кривой азот — метан и положение ее определяется мольным содержанием азота в первом компоненте.

По методике Г. С. Степановой далее из этой точки проводят две кривые эквидистантно двум критическим кривым бинарных смесей метана с углеводородами, молекулярные массы которых наиболее близки к средней эквивалентной молекулярной массе компонента C_2 + высшие. И далее интерполяцией между построенными кривыми при данной критической температуре определяют $p_{кр}$ смеси по значению $\overline{M}_{экв}$ компонента C_2 + высшие.

Сравнение расчетных и экспериментальных данных показало [1], что критические параметры по методу Г. С. Степановой определяются с удовлетворительной точностью для систем с малым содержанием тяжелых компонентов (конденсата).

По экспериментальным данным Н. А. Тривус и И. И. Чернецкого при массовой доле в системе газа $g_г \leqslant 0{,}89$ расхождения расчетных и экспериментальных величин $p_{кр}$ и $T_{кр}$ достигают значительных пределов $\left(g_г = \frac{Q\rho}{1+Q\rho}\right.$, где $g_г$ — газовый фактор, ρ — плотность газа).

§ 5. ВЛАГОСОДЕРЖАНИЕ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СИСТЕМ. ВЛИЯНИЕ ВОДЫ НА ФАЗОВЫЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ

Природные газы и газоконденсатные смеси контактируют в пласте с остаточной водой коллекторов, а также краевыми и подстилающими водами. Вследствие этого газы в пласте содержат то или иное количество паров воды. Концентрация водяных паров в газе зависит от давления, температуры и состава газа.

Как и в случае углеводородных компонентов при определенном давлении и температуре в единице объема газа может содержаться определенное максимальное количество воды. Газ при этом будет *насыщенным* водяными парами. При повышении температуры этот газ при том же влагосодержании будет недонасыщен парами воды.

Отношение количества водяных паров, находящихся в газе при данных условиях, к максимально возможному количеству водяных паров в газе при тех же условиях называют *относительной влажностью газа*. Эта величина характеризует степень

---

[1] Тривус Н. А., Чернецкий И. И. Построение фазовых диаграмм газоконденсатных систем на примере системы месторождения Зыря. Научно-технический сборник ВНИИ, вып. 35. М., изд-во «Недра», 1969.

насыщения газа водяным паром. Относительная влажность выражается в долях единицы или в процентах.

Количество водяных паров, находящихся в единице объема или массы газа называют абсолютной влажностью. Абсолютная влажность измеряется в г/м³ или в г/кг.

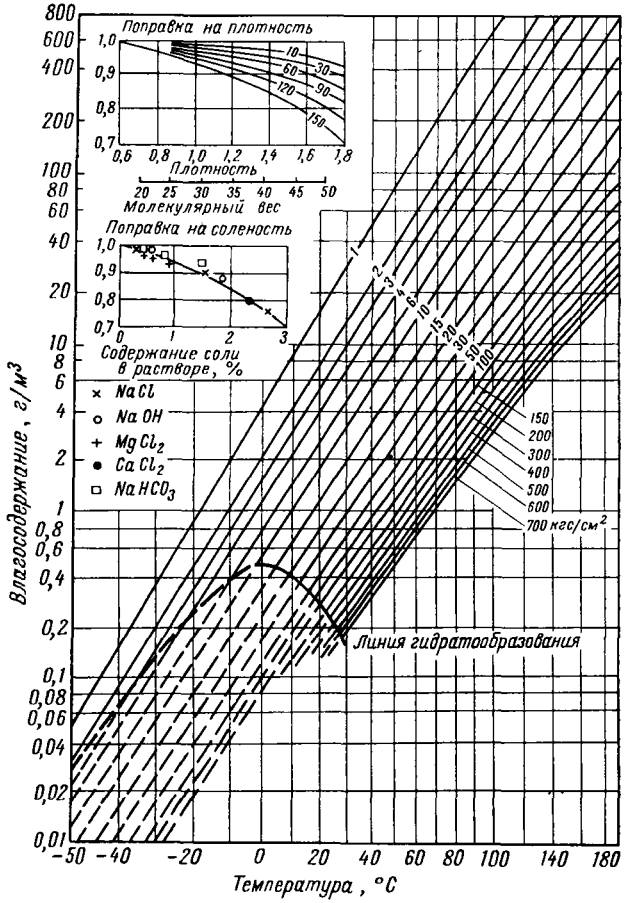


Рис. IV.16. Номограмма для определения влагоемкости природных газов при различных давлениях и температурах.

На рис. IV.16 приведена номограмма для определения влагосодержания природных газов [1] (с относительной плотностью 0,6) в условиях насыщения в зависимости от давления и температуры. Как следует из этого рисунка, с повышением температуры влагосодержа-

[1] Макогон Ю. Ф., Саркисьянц Г. А. Предупреждение образования гидратов при добыче и транспорте газа. М., изд-во «Недра», 1966.

ние газа возрастает. Повышение давления способствует снижению содержания воды в газе.

Соли, растворенные в воде, понижают парциальное давление паров воды в газовой фазе и поэтому влагосодержание газа, находящегося в равновесии с рассолом, уменьшается с ростом концентрации солей в воде.

С увеличением молекулярной массы газа (с 16 до 30) влагосодержание его уменьшается в пределах температур и давлений, встречающихся на практике незначительно (на 3—5%).

Учет влияния солей, растворенных в воде, и различия плотностей газа производятся по корректировочным графикам, описанным в специальной литературе [21].

Пары воды, присутствующие в газах и газоконденсатных смесях, влияют на фазовые превращения углеводородных систем. В качестве примера можно привести данные А. И. Гриценко, исследовавшего влияние воды на фазовые превращения газоконденсатных смесей Челбасского и Майкопского месторождений. В пластовых условиях в газоконденсатной смеси Челбасского месторождения ($p_{пл}$ = = 22,8 МПа и $t_{пл}$ = 96,1° С) растворяется от 5,38 до 5,43 см³/м³ воды. Количество растворенной воды в газоконденсатной смеси Майкопского месторождения в пластовых условиях ($p_{пл}$ = 30,3 МПа и t = 128° С) составляет 10,5 см³/м³. В процессе исследования А. И. Гриценко наблюдал, что при изотермическом (при пластовой температуре) снижении давления в газоконденсатной системе, содержащей водяные пары, одновременно выделяется конденсат и вода (двойная обратная конденсация). Было установлено, что давление однофазного состояния в присутствии воды увеличивается и равно для Челбасского месторождения 21,37 МПа (без воды — 20,7 МПа), а для Майкопского месторождения 29,1 МПа (без воды 27,8 МПа). Это свойство газоконденсатных систем, содержащих пары воды, необходимо учитывать при разработке месторождений — давление начала конденсации углеводородов следует определять по пробам, содержание паров воды в которых приближается к пластовым значениям. Если используется только углеводородная часть системы газоконденсатного месторождения, давления однофазного состояния получаются заниженными.

Явления двойной обратной конденсации — выделение конденсата и воды из углеводородных систем, содержащих водяные пары, в условиях изотермического снижения давления наблюдал впервые Вандер-Ваальс. Это явление особо часто встречается в системах, в которых один из компонентов полярный.

Причины повышения давления начала конденсации углеводородных систем в присутствии паров воды можно объяснить исходя из общей теории фазовых превращений.

Смесь паров воды с углеводородами можно представить в виде бинарной системы, один из компонентов которой (углеводород) обладает высокой летучестью паров, а другой (вода) — тяжелый компонент с меньшей летучестью. Как было установлено в предыдущих

разделах, с повышением концентрации тяжелого компонента (рис. IV.4, *б*) критическое давление системы всегда становится больше, чем критическое давление любого компонента, находящегося в смеси (кроме случая, когда один из компонентов преобладает настолько, что критические свойства смеси становятся близкими к свойствам индивидуального компонента). Рост критического давления и температуры сопровождается повышением давления начала конденсации в критической области.

§ 6. ФАЗОВОЕ СОСТОЯНИЕ СИСТЕМЫ НЕФТЬ — ГАЗ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ДАВЛЕНИЯХ И ТЕМПЕРАТУРАХ

Общий вид фазовых диаграмм для нефтей с низкой и большой усадкой приведен на рис. IV.17. Эти нефти отличаются содержанием легких фракций — более богата летучими компонентами нефть с большой усадкой. Критическая температура этих нефтей обычно ближе

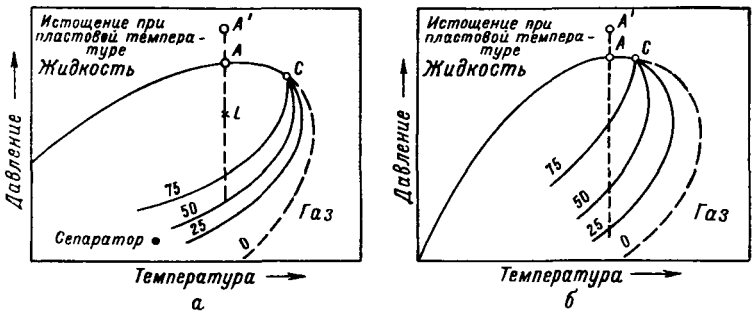


Рис. IV.17. Фазовые диаграммы.

а — для нефтей с небольшой усадкой; *б* — для нефтей с большой усадкой.

к пластовой, а линии одинакового объемного содержания жидкости вблизи критической точки расположены более широко, чем для нефтей с малой усадкой. Критические точки в системах нефть — газ обычно расположены справа от криконденбары.

Нефть в пласте недонасыщена газом, если пластовые условия соответствуют условиям в точке A'. Когда пластовое давление соответствует давлению в точке L, в пласте углеводороды находятся в двухфазном состоянии. Газовая фаза обычно залегает в виде газовой шапки, находящейся в равновесии (в условиях точки росы) с подстилающей нефтью, а жидкость (прилегающая к шапке) — в условиях начала кипения. Как уже отмечалось, в зависимости от состава газа и нефти, пластового давления и температуры, а также геологических условий залегания газ в шапке может быть сухим, жирным или конденсатным. В последнем случае месторождение является нефтегазоконденсатным. В связи с увеличением глубин залегания месторождений нефти и газа, вовлекаемых в эксплуатацию, число нефтяных месторождений с газоконденсатной шапкой непрерывно повышается.

Поэтому для промысловой практики представляет большой интерес исследование влияния всех упомянутых выше факторов на фазовое состояние нефтегазовых систем в условиях глубоко залегающих пластов.

В этой области проведены значительные работы советскими учеными М. А. Капелюшниковым, С. Л. Заксом, Т. П. Жузе, Г. Н. Юшкевич и др. Полученные ими данные широко используются при разработке новых методов воздействия на пласт с целью увеличения нефтеотдачи.

Исследования фазового состояния и состава фаз системы нефть — газ Карадагского и Степновского нефтегазоконденсатных месторождений при температурах до 150° С и давлениях до 70,0 МПа показали, что с повышением давления при постоянной температуре газовая фаза значительно обогащается компонентами нефти [1]. При этом плотность и молекулярная масса конденсатов возрастает, а температурные пределы их кипения увеличиваются. Однако даже при давлении 70 МПа и температуре 100° С система оставалась двухфазной, далекой от критического состояния — в газовую фазу переходило лишь 60% жидких компонентов системы. (При $t = 100°$ С и $p = 70$ МПа в опытах с образцами конденсатного газа и нефти Карадага содержание конденсата в газе достигает 647 г на 1 м^3 газа в нормальных условиях).

С ростом температуры при постоянном давлении также происходит увеличение содержания конденсата в газовой фазе, но влияние температуры заметно слабее, чем влияние давления. Содержание его в газе при одних и тех же условиях уменьшается, если в исходном конденсатном газе меньше тяжелых фракций и если в исходном газе содержится азот. При одинаковых условиях опыта в газовой фазе в меньшем количестве растворяются более тяжелые нефти и содержащие ароматические углеводороды.

С ростом температуры до 150° С и давления до 70 МПа фракционный состав конденсата приближается к составу нефти (в газовую фазу мало переходит смол и почти не содержится в газовом конденсате асфальтенов).

Исследования также показывают, что различные газы обладают неодинаковыми свойствами, как растворители нефти [2]. Изучалась растворимость ряда нефтей в метане, углекислом газе, этилене, а также в смесях метана с его гомологами. Характеристика использованных нефтей приведена в табл. IV.2.

Исследования проводились в интервале давлений от 10 до 80 МПа при температурах, превышающих критические температуры газов. Результаты опытов приведены на рис. IV.18, где $V_г$ и $V_н$ — объемы

---

[1] Составы образцов нефти и конденсатного газа, использованных в опытах, а также методику их проведения см. в статье Т. П. Жузе, Г. Н. Юшкевич «Характеристика газовой и жидкой фаз нефтегазоконденсатных систем на больших глубинах». «Нефтяное хозяйство», 1961, № 7.

[2] Жузе Т. П., Юшкевич Г. Н. Сжатые углеводородные газы как растворители нефти и нефтяных остатков. Изв. АН СССР, ОТН, 1957, № 11 и 12.

Таблица IV.2

Характеристика нефтей

Месторождение	Плотность $\rho_{20}/4$, г/см³	Начало кипения, °С	Фракционный состав, % отгона при температуре в °С							Конечная температура, °С	Отгон и остаток
			200	300	350	400	450	500	550		
Хадыженское	0,854		25,6	47,5	53,7	60,7	67,9	75,7	—	500	75,7/19,5
Доссорское	0,871	53	6,9	50,6	59,3	75,5	84,9	—	91,8	550	91,8/8,2

газа и нефти. Отношение объемов газа и нефти в различных опытах было не одинаковым. По результатам исследования, растворимость нефти в газе возрастает с увеличением давления независимо от соотношения объемов газа и нефти $V_г/V_н$.

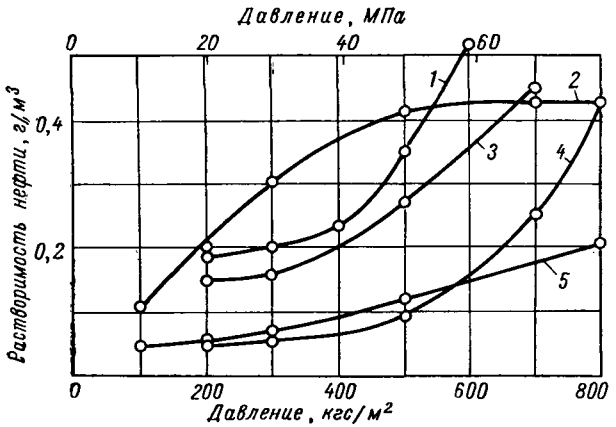


Рис. IV.18. Растворимость нефтей в сжатых газах.
1 — хадыженская нефть — смесь газов: CH_4, C_2H_4; C_2H_6; C_3H_8 ($V_г/V_н = 1415$); *2* — хадыженская нефть — CO_2 ($V_г/V_н = 1980$); *3* — хадыженская нефть — метан ($V_г/V_н = 1320$); *4* — доссорская нефть — метан ($V_г/V_н = 1785$); *5* — хадыженская нефть — метан ($V_г/V_н = 3580$).

Растворимость нефти зависит от состава и природы газа — растворяющая способность газов растет в последовательности — метан — этан — этилен — пропан. Метан в смеси с этими газами повышает их растворяющую способность. Во всех опытах оказалось, что с увеличением отношения объема газа $V_г$ и нефти $V_н$ содержание конденсата в газовой фазе уменьшается. При этом с увеличением $V_г/V_н$ конденсат обогащается легкими фракциями и понижается его молекулярная масса.

Исследования показывают, что критические параметры нефтегазовых смесей значительно выше, чем критическое давление и температура для рассмотренных ранее газоконденсатных систем.

На рис. IV.19 приведены кривые огибающих критических температур (*а*) и критического давления (*б*) системы нефть — конденсатный газ в зависимости от ее состава (Степновское месторождение) [1]. Наибольшее значение критического давления наблюдается (как и в случае простых бинарных смесей) при близкой массовой концентрации обоих компонентов в системе и достигает для нефтей Степновского месторождения 100 МПа при $t = 200°$ С. Однако при добавлении в метан его ближайших гомологов — этана, пропана и бутана — критические давления в системе нефть — газ удавалось снижать до

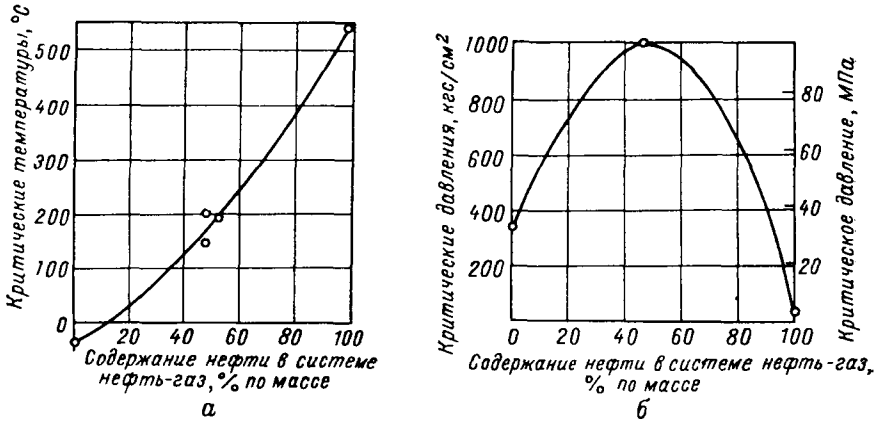


Рис. IV.19. Кривые зависимости критических температур и давлений системы нефть — конденсатный газ от ее состава (Степновское месторождение).

15 МПа. Исследования показали также, что на величину критического давления влияет порода пласта. Значительное (до 40%) снижение критического давления под влиянием породы можно объяснить адсорбцией асфальто-смолистых компонентов нефти на поверхности твердых частиц. Таким образом, порода способствует изменению состава жидкой фазы, как бы обогащая ее легкими фракциями, которые могут переходить в паровую фазу при меньших давлениях. Остаточная вода, по-видимому, способствует увеличению критического давления на 10—15%.

Данные о фазовом состоянии нефтегазовых смесей при различных давлениях и температурах используются для разработки некоторых методов повышения нефтеотдачи пластов (например, путем нагнетания в пласт газов высокого давления, газов обогащенных тяжелыми компонентами и т. д.).

---

[1] Жузе Т. П., Юшкевич Г. Н., Ушакова Г. С., Есаков Е. А. О критических параметрах нефтей и нефтегазовых систем. «Нефтяное хозяйство», 1963, № 6.

§ 7. ОЦЕНКА ТИПА ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКИ ПО СОСТАВУ ПЛАСТОВОГО ГАЗА

Нефтяные и газоконденсатные залежи, приуроченные к глубоко залегающим пластам, обладают жидкой фазой с близкими физико-химическими свойствами (цвет, плотность, молекулярная масса, вязкость). Газовый фактор нефтяных скважин при этих условиях может мало отличаться от величины газоконденсатного фактора. Из этого газа в сепарационных устройствах выделяется значительное количество конденсата, так как фазовые превращения газа, выделившегося из такой нефти, практически не отличаются от фазового поведения газоконденсатной смеси с большим содержанием высококипящих углеводородов.

В ряде случаев сходными чертами обладают углеводороды газовых и газоконденсатных месторождений.

Быстрое определение типа вновь открытой залежи имеет важное значение для правильной организации последующей разработки месторождения. Для этой цели используется ряд признаков, отличающих газовые залежи от газоконденсатных и последних от нефтяных.

Газы газоконденсатных залежей характеризуются меньшими значениями отношения концентраций этана (C_2) и пропана (C_3) по сравнению с газами чисто газовых залежей. По данным Я. Д. Саввиной статистически соблюдается соотношение

$$\left(\frac{C_2}{C_3}\right)_{\text{газ. зал.}} > \left(\frac{C_2}{C_3}\right)_{\text{газоконд. зал.}} > \left(\frac{C_2}{C_3}\right)_{\text{нефт. зал.}}$$

Для нефтяных залежей лишь в 1% изученных месторождений содержится газ, для которого соотношение $\frac{C_2}{C_3}$ оказалось более 3. Газы 70% обследованных газовых месторождений характеризуются соотношением $\frac{C_2}{C_3} < 3$.

Содержание бутанов в газах газоконденсатных залежей в 2—15 раз меньше, чем этана.

В отличие от газов нефтяных месторождений в газах газоконденсатных и газовых залежей содержание «промежуточных» компонентов (этана, пропана, бутанов) с увеличением числа углеводородных атомов в молекуле уменьшается.

По данным Ю. П. Коротаева и А. К. Карпова в качестве одного из критериев при оценке типа залежей можно использовать соотношение $\frac{\text{изо-}C_4}{\text{н-}C_4}$. Для газовых месторождений эта величина колеблется в пределах 0,9—1,05. Для попутного газа и газовых шапок нефтяных и газоконденсатных с жидкой оторочкой величина $\frac{\text{изо-}C_4}{\text{н-}C_4}$ колеблется в пределах 0,5—0,8.

Тип залежи (газонефтяная или газоконденсатная) можно определять по величине газового фактора, плотности жидкой фазы и ее цвету. Считается, например, что при газовом факторе 900—1100 м³/м³ и плотности стабильной (не содержащей легких углеводородов) жидкой фазы, не превышающей 0,78 г/см³, месторождение является газоконденсатным. Если плотность стабильной жидкости выше 0,78 г/см³, а газовый фактор меньше 630—650 м³/м³, залежь является нефтяной. Как уже упоминалось в гл. III, § 1, на основе только газового фактора, плотности и цвета конденсата не всегда удается выделить тип залежи. Для этой цели обычно используется весь доступный комплекс показателей принадлежности залежи к тому или иному типу.

Конденсаты газоконденсатных месторождений отличаются от нефтей вязкостью, величиной молекулярной массы, фракционным составом. Вязкость конденсата большинства газоконденсатных месторождений не превышает 1,5—2 мПа·с (при $t = 20°$ С). В отличие от нефтей в конденсатах газоконденсатных залежей не содержится асфальтена.

Максимальное содержание ароматических углеводородов в конденсатах приходится на фракции, выкипающие в пределах 120—150 или 150—200° С. Содержание их в более высококипящих фракциях уменьшается. У нефтей с повышением температуры кипения количество ароматических углеводородов почти всегда возрастает.

А. С. Великовским и другими сотрудниками ВНИИгаза установлено, что при наличии нефтяной оторочки пластовый газ приобретает своеобразный состав. По результатам исследования более чем 30 газоконденсатных месторождений в этом случае газ оказался относительно более богатым высокомолекулярными углеводородами C_5 + высшие. Установлено, что газоконденсатное месторождение является газовой шапкой нефтяной залежи, если в газе содержится более 1,75% (мольная концентрация) C_5 + высшие или если выход стабильного конденсата (т. е. конденсата с вычетом легких газовых фракций) составляет более 80 см³/м³, а пластовое давление выше 16 МПа.

Следует, однако, учитывать, что состав и количество конденсата, как мы убедились, определяются множеством факторов. Например, с повышением давления увеличивается растворимость в нем углеводородов C_2 + высшие.

Повышение температуры также способствует увеличению в газовой фазе растворимости тяжелых углеводородов. Эти факторы (а не контакт с нефтью) могут быть причиной высокого содержания в газе C_5 + высшие. Наконец, условия возникновения залежи и миграции углеводородов могли быть такими, что в газе, отделившемся от нефти в процессе миграции, может сохраниться высокое содержание C_5 + + высшие (при соответствующем пластовом давлении и температуре). Все это означает, что могут встречаться газоконденсатные месторождения с относительно высоким содержанием углеводородов C_5 + + высшие, но не подстилаемые нефтяной залежью. Поэтому при

прогнозировании нефтяной оторочки необходимо учитывать дополнительные признаки ее присутствия. Например, химический состав конденсата может являться важным показателем при оценке промышленных запасов нефти в залежи. Известно, что если легкие (бензиновые) фракции нефти состоят в основном из нафтеновых углеводородов, то в ней содержится обычно незначительное количество (в пластовых условиях) этана, пропана и бутанов. Количество же последних (легких низкокипящих углеводородов) в газе определяет растворимость в нем C_5 + высшие. Если легкие низкокипящие углеводороды отсутствуют в нефти или содержатся в незначительном количестве, они практически не будут присутствовать и в газе, находящемся над нефтью. В таком случае даже при наличии больших запасов нефти в газе не могут раствориться значительные количества тяжелых углеводородов. Поэтому из нафтеновой нефти в газовую фазу переходит значительно меньше углеводородов C_5 + высшие, чем из парафиновой нефти в тех же условиях. Конденсат этих газов будет богат нафтеновыми углеводородами, но количество его будет незначительным. Следовательно, и при малом выходе конденсата (если он состоит в основном из нафтеновых углеводородов), можно ожидать наличие нефтяной оторочки.

Установлено также, что в конденсатах газоконденсатных месторождений, связанных с нефтяными оторочками, содержание метановых углеводородов во фракции 60—200° С обычно превышает 55%. Содержание азота в газе основных газоконденсатных месторождений Советского Союза [1], контактирующих с нефтью, превышает 3,3% (мольн.). В газах газоконденсатных месторождений без нефтяной оторочки содержание азота колеблется в пределах 0,6—2,3%. Это объясняется высокой упругостью паров азота, который при контакте нефти с газом переходит в газовую фазу.

Неоднородность состава газа по площади залежи является одним из признаков наличия нефтяной оторочки в газоконденсатных месторождениях. Это связано с тем, что диффузия углеводородов из нефти в газовую часть залежи происходит в пористой среде медленно и за геологическое время не всегда наступает выравнивание свойств и состава газа в пласте. При этом (как, например, в случае Карадагского газоконденсатного месторождения с большой нефтяной оторочкой) в газе, добытом из скважин, расположенных ближе к нефтяной части залежи, содержится большее количество конденсата.

Следует, однако, отметить, что в Карадагской залежи весьма велик этаж нефтеносности и различие в составе и количестве конденсата в газе, залегающем в крыльевых и купольных участках месторождения, может быть следствием также и различий в давлениях и температурах в этих частях структуры.

---

[1] Аширов К. Б., Максимов С. П. Условия газоносности месторождений Куйбышевского Поволжья. «Геология нефти и газа», 1968, № 1. Великовский А. С., Саввина Я. Д. О связи Вуктыльского и Оренбургского газоконденсатных месторождений с нефтяными залежами. «Газовое дело», 1969, № 2.

Иногда «нефтяная» оторочка, по-видимому, возникала вследствие выделения конденсата в новом месте из газа, мигрировавшего в процессе образования залежи из областей с более высокими давлениями и температурой. В этом случае обычно не наблюдается значительных различий в составе газа, добываемого из скважин, расположенных на неодинаковых расстояниях от конденсатной оторочки (горизонт XIII месторождения Газли).

§ 8. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗОГИДРАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Исследования, выполненные в МИНХ и ГП им. И. М. Губкина и ЯФ (якутским филиалом) АН СССР, показали, что в определенных термодинамических условиях природный газ в земной коре может находиться в твердом (гидратном) состоянии, а его скопления образуют газогидратные залежи.

Газ в связанном гидратном состоянии характеризуется иными свойствами, чем в свободном состоянии.

Хорошо известно, что природные газы при высоких давлениях и пониженных температурах вступают в соединение с водой и образуют твердое соединение — гидрат.

Состав гидрата определяется выражением $nGmH_2O$, где G — углеводородная составляющая. В зависимости от состава исходного газа, давления и температуры величина n изменяется от 6 до 8, а m — от 46 до 184. По составу исходного газа, давлению и температуре определяется состав гидрата и его кристаллическая структура. На рис. IV.20 показана одна из элементарных решеток кристаллической структуры гидрата — метана. Мелкие точки — молекулы воды, образующие пентагондодекаэдры, внутри которых располагаются молекулы газа (крупные точки). Внешне скопление гидратов напоминает спрессованный снег, переходящий в лед. Плотность гидратов газов зависит от его состава и изменяется в довольно широких пределах — от 0,8 до 1,8 г/см³. Энтальпия образования гидратов находится в пределах 48—135 кДж/моль.

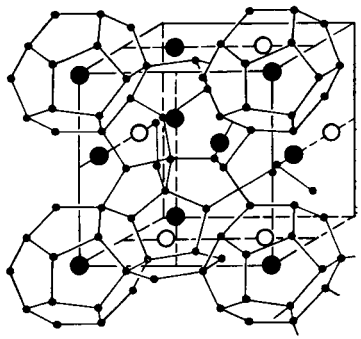


Рис. IV.20. Структура газового гидрата.

Процесс начала образования гидратов газов поверхностно-контактный. Обычно центры кристаллизации зарождаются на поверхности контакта газ — вода. Рост гидрата может происходить как в газовой среде, так и в объеме воды, как в области положительных, так и отрицательных температур.

Гидраты газов могут образоваться в аппаратах и газопроводах, в скважине, а также в пористой среде — в пластах. В пластовых условиях гидраты образуются в двух случаях: в призабойной зоне скважины при ее эксплуатации с высокими депрессиями, когда

температура газа снижается до температуры гидратообразования, и непосредственно в пласте (до ввода залежи в разработку), когда температура залежи ниже равновесной температуры гидратообразования.

Термодинамические условия, соответствующие образованию гидратов газов *непосредственно в пласте, обычно приурочены к районам* распространения многолетнемерзлых грунтов.

Многолетнемерзлые грунты покрывают 23% суши земного шара. Глубина залегания таких грунтов достигает 500—700 *м*, а иногда и 1500 *м*.

Как показали исследования, на территории распространения вечной мерзлоты находятся большие запасы нефти и природных газов. Естественно, что значительные запасы газа в таких районах приурочены к термодинамическим зонам, соответствующим условиям образования гидратов газов в пластах.

Газогидратная залежь по характеристике значительно отличается от обычной газовой залежи.

Переход газа из свободного состояния в связанное гидратное сопровождается значительным сокращением его объема, т. е. при переходе обычной газовой залежи в газогидратную понижается давление (*при неизменном положении газо-водяного контакта*), *либо* уменьшается объем залежи (при неизменном пластовом давлении). Поровое пространство газогидратной залежи частично или полностью заполняется гидратом. Наряду с газом в связанном гидратном состоянии он содержится в свободном или растворенном в воде виде.

Запасы газа в газогидратной залежи при одинаковых давлениях значительно превышают запасы обычной равнообъемной газовой залежи.

Подсчет запасов в газогидратной залежи без учета содержания гидрата приведет к ошибкам.

Запасы в месторождениях, содержащих газ частично или полностью в состоянии гидратов:

$$Q = Vm\left[\frac{pT_0}{p_0Tz}(1-S_в)+S_вS_р\psi+S_в(1-S_р)\lambda+\psi(S_п+S_ж)\right], \tag{IV.10}$$

где V — объем залежи;
m — полная пористость в долях единицы;
p — давление в газогидратной залежи;
p_0 — атмосферное давление;
T — температура залежи в °К;
z — коэффициент сверхсжимаемости свободного газа в залежи;
$S_в$ — содержание поровой воды в залежи в долях единицы;
$S_р$ — часть воды, перешедшей в гидрат, в долях единицы от содержания поровой воды ($S_р$ обратно пропорциональна размеру пор и прямо пропорциональна толщине пленки поровой воды);
ψ — коэффициент реагирования, при нормальных условиях равный количеству объемов газа, содержащихся в одном объеме

воды при переходе их в гидрат (величина ψ зависит от состава исходного газа, давления и температуры);

λ — коэффициент растворимости газа в свободной поровой воде;

$S_п$ — количество поровой воды, перешедшей в гидрат (функция упругости паров воды над гидратами);

$S_ж$ — количество воды, поступившей в пласт из приконтурной зоны и перешедшей в гидрат.

Разработка газогидратных залежей должна исходить из общего принципа — газ из связанного гидратного состояния должен быть переведен непосредственно в пласте в свободное состояние с последующим отбором его через обычные скважины.

Существующие методы перевода газа из гидратного в свободное состояние основываются на снижении пластового давления ниже давления разложения гидрата; на повышении температуры залежи или ее части выше температуры разложения гидрата, а также на свойстве гидратов газов разлагаться при их контакте со спиртами и другими жидкостями.

§ 9. ГАЗОКОНДЕНСАТНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАЛЕЖИ. ПРИБОРЫ ДЛЯ ЛАБОРАТОРНОГО ИЗУЧЕНИЯ СВОЙСТВ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СМЕСЕЙ

В предыдущих разделах мы рассмотрели схемы течения углеводородных смесей и элементы теории их фазовых превращений. При выборе метода разработки и эксплуатации газоконденсатной залежи, установлении технологических схем и режима работы промысловых установок необходимо знать количественные характеристики углеводородных смесей и изменение их в зависимости от давления и температуры. Для этого проводится комплекс исследований свойств пластовой углеводородной смеси, в результате которого устанавливается газоконденсатная характеристика залежи. При этом определяются следующие параметры.

1. Состав пластового газа и содержание в нем конденсата.
2. Давление начала конденсации углеводородов в пласте и давление максимальной конденсации.
3. Фазовое состояние газоконденсатной системы в пластовых условиях.
4. Изотермы конденсации пластового газа.
5. Количество и состав конденсата, выделяющегося из 1 м^3 газа при различных давлениях и температурах.
6. Потери конденсата (углеводороды остающиеся в пласте) при разработке залежи без поддержания давления в зависимости от степени падения пластового давления и за весь срок эксплуатации месторождения.
7. Количество конденсата (и его состав), извлекаемого из газа по мере падения давления в залежи в процессе ее эксплуатации.

Кроме упомянутых характеристик, исследуются также фазовые превращения и свойства газоконденсатных смесей в условиях скважин, газосепараторов и газопроводов.

Изучение газоконденсатных характеристик углеводородов начинается непосредственно у скважин и проводится оно с помощью специальной аппаратуры [1]. Значительная часть упомянутых параметров газоконденсатной характеристики определяется в лабораторных условиях. Для этой цели используются установки УГК-3, бомбы РТ-7, РТ-8 и др. В качестве примера на рис. IV.21 приведена схема установки УГК-3. Она состоит из термостатируемой бомбы *1* объемом 3100 см^3 (максимальное рабочее давление 45 МПа), насоса *2*, поршневой поджимки *3*, термостатируемого сепаратора *4* и напорных бачков

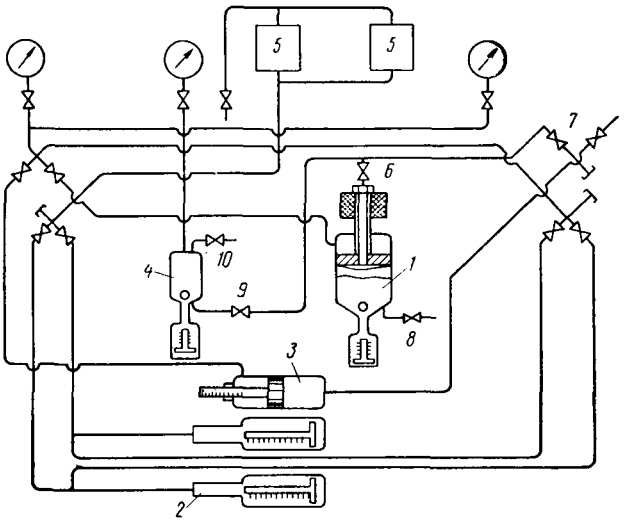


Рис. IV.21. Схема установки УГК-3.
1 — бомба pVT; *2* — насос; *3* — поджимка; *4* — сепаратор; *5* — напорные бачки; *6—10* — вентили.

5. Внутри бомбы расположен поршень, при передвижении которого изменяются объемы пробы. Передвижение поршня производится под действием давления, создаваемого гликолем, нагнетаемым насосом в верхнюю часть бомбы. В нижней части бомбы имеется смотровое окно, герметизированное стеклянными линзами, для наблюдений в процессе опыта за фазовым состоянием углеводородной смеси. Ниже окна помещен измерительный плунжер. Его сечение меньше, чем сечение верхнего поршня. При одновременном движении поршней в одну сторону объем пробы, находящейся между ними, остается постоянным. Это дает возможность совмещать раздел жидкой и газовой фаз с центром смотрового окна при сохранении постоянства

[1] Об этом см. в курсе «Добыча и транспорт газа».

давления в бомбе. Внутри бомбы имеется мешалка (в виде перфорированной пластины), приводимая в движение электромагнитом.

При исследовании свойств газоконденсатных смесей пробы газа и сырого конденсата, отобранные из скважин, рекомбинируются в соответствии с реальным газоконденсатным фактором. Проба газа загружается в бомбу (поршневая поджимка служит для подачи пробы газа из баллона в бомбу под повышенным давлением).

Для лучшего уяснения принципа действия установки и назначения отдельных ее узлов рассмотрим схему построения изотермы конденсации для различных температур.

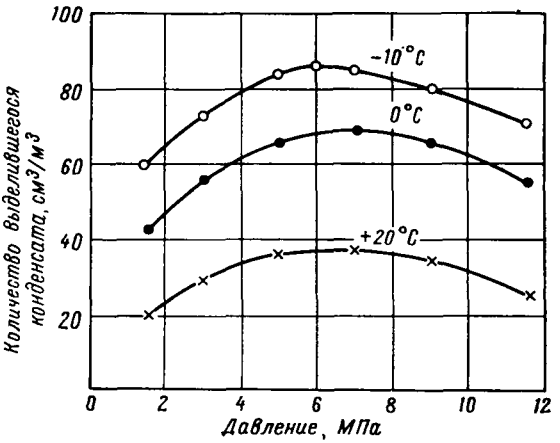


Рис. IV.22. Изотермы конденсации.

Изотерма конденсации представляет собой зависимость количества конденсата, выделяющегося из 1 м³ газа (при постоянной температуре) от давления в сепараторе.

Давление в бомбе после загрузки ее пробой поднимается на 1,5—2 МПа выше давления начала конденсации и устанавливается равновесие при необходимой температуре. Сепаратор *4* (рис. IV.21) также термостатируется при намеченной температуре. Газ из бомбы перемещением верхнего поршня пропускается через сепаратор. При дросселировании его вентилями *9* и *10* устанавливается необходимое давление. Из сепаратора газ через вентиль *10* выпускают (через стеклянную ловушку, погруженную в охлаждаемую смесь с температурой —10° С, и газовый счетчик) в атмосферу [1]. (Через специальный тройник газ до счетчика отбирается на анализ.) Объем конденсата, выделившегося в сепараторе, измеряют с помощью измерительного устройства. Этот объем сырого конденсата относят к объему пропущенного газа, приведенного к нормальным условиям.

[1] Счетчик и ловушка на рис. IV.21 не приведены.

Далее конденсат с помощью измерительного пресса через вентиль *9* вытесняется из сепаратора в сосуд (V-образная трубка), помещенный в баню с температурой —10° С. Стабилизация конденсата осуществляется выдержкой его в бане, температуру в которой постепенно доводят до +20° С.

Аналогично проводится опыт при другом давлении в сепараторе. Для одной и той же температуры измерения проводят при шести-семи значениях давления и по полученным данным строится изотерма конденсации в координатах «количество сырого и стабильного конденсата в см³, приходящегося на 1 м³ пропущенного через сепаратор газа, — давление». Изотермы конденсации имеют вид, приведенный на рис. IV.22. Форма их обусловливается спецификой течения ретроградных процессов конденсации и испарения.

Созданы приборы, позволяющие изучать фазовые равновесия углеводородов при давлении до 100,0 МПа и температурах до 150° С. Подробное описание установок, используемых для изучения газоконденсатных характеристик, и методы их определения приводятся в специальной литературе.

§ 10. РАСЧЕТ ФАЗОВЫХ РАВНОВЕСИЙ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СМЕСЕЙ

Так как экспериментальный способ изучения газоконденсатных характеристик, являющийся основным для исследования фазовых превращений углеводородов, трудоемок и требует много времени (для этого используется сложная аппаратура высокого давления) большое внимание уделяется развитию расчетных методов оценки этих характеристик [43].

Вследствие большого многообразия состава газоконденсатных систем, отдельные составляющие которых кипят в очень широком диапазоне температур, создать расчетные методы построения газоконденсатных характеристик чрезвычайно сложно. Поэтому для прогнозирования фазовых превращений углеводородов при проектировании разработки газоконденсатных и газонефтяных месторождений и процессов переработки газа и конденсата используются приближенные методы расчета.

В основе расчетных методов оценки фазового состояния углеводородов лежит закон Дальтона — Рауля

$$py_i = x_i Q_i, \tag{IV.11}$$

где p — общее давление смеси;

y_i и x_i — мольные концентрации (доли) компонентов в паровой и жидкой фазах;

Q_i — давление насыщенных паров компонентов смеси в чистом виде;

py_i — парциальное давление i-го компонента в паровой фазе;

x_iQ_i — парциальное давление того же компонента в жидкой фазе.

Очевидно, что

$$y_i = \frac{n''}{\sum_{i=1}^{i=m} n_i''}; \quad x_i = \frac{n_i'}{\sum_{i=1}^{i=m} n_i'}, \tag{IV.12}$$

Здесь n_i'' и n_i' — число киломолей i-го компонента соответственно в газовой и жидкой фазах;

m — общее число компонентов.

Из уравнения равновесия (IV.11) следует, что распределение углеводородов между фазами двухфазной равновесной системы протекает в соответствии с давлением паров углеводородов и их мольными концентрациями.

При нарушении равновесия в системе вследствие изменения температуры или давления начинается перераспределение углеводородов между фазами. Это происходит до тех пор, пока парциальные давления каждого компонента в газе и жидкости не сравняются.

Углеводороды, имеющие при данной температуре давление насыщенных паров большее, чем общее давление в системе, будут иметь и более высокую концентрацию в паровой фазе, чем в жидкой и наоборот. Таков смысл уравнения (IV.11).

Используя закон Дальтона — Рауля, зная температуру и давление, при которых находится смесь, по концентрации компонента в одной фазе можно найти ее концентрацию в другой.

Действительно, пусть дан состав жидкой фазы

$$x_1 + x_2 + \ldots + x_n = 1,$$

где x_1, x_2, . . . , x_n — мольная концентрация соответствующих компонентов в долях единицы.

Пусть давление насыщенных паров компонентов при данной температуре равно Q_1, Q_2, . . ., Q_n. Давление паров такой смеси по закону Рауля

$$p = p_1 + p_2 + \ldots + p_n = x_1Q_1 + x_2Q_2 + \ldots + x_nQ_n$$

или

$$p = \sum x_iQ_i, \tag{IV.13}$$

где p_1, p_2, . . . , p_n — парциальное давление компонентов в жидкой фазе.

Уравнение (IV.13) называется уравнением начала однократного (контактного) испарения. Очевидно, что оно характеризует давление, когда кипит смесь при данной температуре (температура входит в уравнение (IV.13) в скрытом виде, так как давление насыщенных паров компонентов Q_i зависит от температуры. Таким образом, при данном составе смеси p и t являются давлением и температурой кипения (парообразования).

По закону Дальтона — Рауля при равновесии фаз для каждого компонента будет справедливо соотношение (IV.11), т. е. после

определения давления паров жидкой смеси p можно найти концентрацию всех компонентов в равновесной паровой фазе по уравнению (IV.11):

$$y_i = \frac{x_i Q_i}{p}. \qquad \text{(IV.14)}$$

Если же известен состав паровой фазы, то состав жидкости, находящейся в контакте с газом, можно также определить, используя закон Дальтона — Рауля.

Пусть дан состав паровой фазы смеси

$$y_1 + y_2 + \ldots + y_n = 1,$$

где $y_1, y_2, \ldots, y_n$ — мольная концентрация углеводородов в газовой фазе в долях единицы.

Определить общее давление в системе, как в предыдущем примере, нельзя, так как неизвестен состав жидкой фазы. Давление паров смеси по данным состава паровой фазы можно найти исходя из следующего.

Для каждого компонента напишем

$$y_1 p = x_1 Q_1; \quad x_1 = \frac{y_1 p}{Q_1};$$

$$y_2 p = x_2 Q_2; \quad x_2 = \frac{y_2 p}{Q_2}$$

и т. д.

Суммируя концентрации компонентов в жидкой фазе, получим

$$x_1 + x_2 + \ldots + x_n = 1 = \left(\frac{y_1}{Q_1} + \frac{y_2}{Q_2} + \ldots + \frac{y_n}{Q_n}\right) p.$$

Отсюда, если известен состав газовой фазы, общее давление в смеси

$$p = \frac{1}{\frac{y_1}{Q_1} + \frac{y_2}{Q_2} + \ldots + \frac{y_n}{Q_n}} = \frac{1}{\sum \frac{y_i}{Q_i}}. \qquad \text{(IV.15)}$$

Определив по этой формуле давление паров смеси p, концентрацию компонентов в жидкой фазе можно найти из соотношения

$$x_i = \frac{y_i p}{Q_i}. \qquad \text{(IV.16)}$$

Уравнение (IV.15) называют уравнением конца однократного испарения или уравнением начала однократной конденсации. Очевидно, что оно характеризует величину давления насыщенных паров углеводородной смеси при данной температуре.

Рассмотрим примеры расчета состава жидкой фазы по составу газа и наоборот [42].

Пример 1. Найти состав равновесной паровой фазы, если мольный состав жидкой фазы следующий: $C_3H_8 = 0{,}2$; $C_4H_{10} = 0{,}3$; $n = C_4H_{10} = 0{,}50$. Температура смеси 25° С.

Р е ш е н и е. Давление насыщенных паров компонентов при 25° С находим из таблиц или графиков (см. рис. III.4): $Q_3 = 9{,}2$ кгс/см²; $Q_{i-4} = 3{,}7$ кгс/см²; $Q_{n-4} = 2{,}8$ кгс/см². Определяем давление паров жидкой смеси (общее давление смеси) по формуле (IV.13):

$$p = 0{,}2 \cdot 9{,}2 + 0{,}3 \cdot 3{,}7 + 0{,}5 \cdot 2{,}8 = 1{,}82 + 1{,}1 + 1{,}40 = 4{,}35 \text{ кгс/см}^2.$$

Концентрация компонентов в равновесной паровой фазе:

$$y_3 = \frac{x_3 Q_3}{p} = \frac{0{,}2 \cdot 9{,}2}{4{,}35} = \frac{1{,}84}{4{,}35} = 0{,}423;$$

$$y_{i-4} = \frac{x_{i-4} Q_{i-4}}{p} = \frac{0{,}3 \cdot 3{,}7}{4{,}35} = \frac{1{,}11}{4{,}35} = 0{,}255;$$

$$y_{n-4} = \frac{x_{n-4} Q_{n-4}}{p} = \frac{0{,}5 \cdot 2{,}8}{4{,}35} = \frac{1{,}40}{4{,}35} = 0{,}322;$$

$$\sum y_i = 0{,}423 + 0{,}255 + 0{,}322 = 1{,}0.$$

П р и м е р 2. Найти состав равновесной жидкой фазы, если мольный состав паровой фазы: $C_3H_8 = 0{,}6$; $C_4H_8 = 0{,}3$; $C_4H_{10} = 0{,}10$. Температура смеси 25° С.

Р е ш е н и е. Определяем общее давление по формуле (IV.15):

$$p = \frac{1}{\frac{0{,}60}{9{,}2} + \frac{0{,}30}{3{,}7} + \frac{0{,}10}{2{,}8}} = \frac{1}{0{,}065 + 0{,}081 + 0{,}036} = \frac{1}{0{,}182} = 5{,}5 \text{ кгс/см}^2.$$

Концентрация компонентов в равновесной жидкой фазе:

$$x_3 = \frac{y_3 p}{Q_3} = 0{,}065 \cdot 5{,}5 = 0{,}357;$$

$$x_{i-4} = \frac{y_{i-4} p}{Q_{i-4}} = 0{,}081 \cdot 5{,}5 = 0{,}445;$$

$$x_{n-4} = \frac{y_{n-4} p}{Q_{n-4}} = 0{,}096 \cdot 5{,}5 = 0{,}198;$$

$$\sum x_i = 0{,}357 + 0{,}455 + 0{,}198 \approx 1{,}00.$$

Уравнения равновесия (IV.11), начала однократного испарения (IV.13) и начала конденсации (IV.15) описывают поведение лишь простых углеводородных смесей при низких давлениях (0,4—0,5 МПа). Для практических условий промыслов использовать их затруднительно, так как они не учитывают влияние давления и состава смеси на величину давления паров углеводородов, находящихся в смеси. Поэтому при практических расчетах используются константы равновесия или коэффициенты распределения.

Константы фазового равновесия

Константой равновесия K_i называют отношение концентрации данного компонента в паровой фазе к его концентрации в жидкой фазе, т. е.

$$K_i = \frac{y_i}{x_i}. \qquad \text{(IV.17)}$$

Если ввести константы равновесия в уравнения (IV.11), (IV.13) и (IV.15), то они принимают вид:

$$y_i = x_i K_i; \tag{IV.18}$$

$$1 = \sum x_i K_i; \tag{IV.19}$$

$$1 = \sum \frac{y_i}{K_i}. \tag{IV.20}$$

Из уравнений (IV.11) и (IV.17) следует, что коэффициент распределения K_i можно также представить в виде

$$K_i = \frac{Q_i}{p} = \frac{y_i}{x_i}. \tag{IV.21}$$

Поскольку коэффициент распределения K находится экспериментально, очевидно, его можно определить с учетом влияния давления, состава смеси, наличия породы и других факторов на величину давления паров углеводородов, находящихся в смеси. Все зависит от условий опыта при оценке величины K_i. Однако вследствие больших экспериментальных трудностей определения констант распределения с учетом всех факторов, влияющих на их величину, константы равновесия оценивают обычно опытным путем в зависимости лишь от давления и температуры. Поэтому точность расчетов фазовых превращений в промысловых условиях снижается. Особо осторожно результаты расчетов следует использовать для интерпретации процессов, происходящих в пласте, так как константы равновесия обычно определяют без учета влияния породы и других пластовых факторов на фазовое состояние углеводородов. Однако для большого разнообразия условий выделения и растворения газа, например, при движении нефтегазовых смесей по стволу скважины, при выделении газов в сепараторе, при сжатии газовых смесей компрессорами и т. д. полученные опытным путем коэффициенты распределения можно использовать для расчетов фазовых состояний углеводородных смесей.

При расчетах константу равновесия K_i для различных компонентов находят по таблицам и графикам по известным давлению и температуре [21]. Мольные доли различных компонентов легко определяются, если известны общее количество растворенного в нефти газа (газовый фактор), химический состав газа и относительная молекулярная масса сепарированной нефти. На рис. IV.23 приведены константы равновесий различных углеводородов, составляющих нефть с низкой усадкой. Из этого рисунка видно, что каждый компонент имеет два значения давления, при которых константы равновесия равны единице: при давлении насыщенных паров компонентов и в точке их схождения справа. Давление, соответствующее этой точке, называется давлением схождения. Если диаграмма составлена при критической температуре смеси, то давление схождения будет критическим. При других температурах схождение будет

лишь кажущимся. По данным Катца кажущееся давление схождения, при котором константы равновесия всех компонентов многих нефтей становятся одинаковыми и равными единице, составляет 35—34,5 МПа (355—350 кгс/см²).

При низких давлениях и температурах константы равновесия углеводородов мало зависят от состава смеси.

В реальных условиях в связи с большим разнообразием условий залегания газоконденсатных и нефтегазовых смесей и их состава каждая углеводородная система характеризуется своими зависимостями констант равновесия от давления и температуры.

Наиболее точно константы равновесия углеводородов конкретных смесей можно определить путем лабораторных исследований, которые представляют модификацию контактного дегазирования углеводородов при пластовой температуре. При этом в пробе давление понижается до определенного уровня. После установления равновесия фаз жидкость и газ под давлением извлекают из сосуда (пресса, бомбы pVT). По результатам химического анализа определяют константы равновесия углеводородов для данных давления и температуры. При анализе следующей пробы давление снижают до другой величины и после установления равновесия вновь извлекают жидкость и газ для анализа, после чего снова рассчитывают константы равновесия для второго значения давлений при пластовой температуре системы и т. д. Лабораторный метод оценки констант равновесия трудоемок, при таком способе затрачивается много средств и много времени.

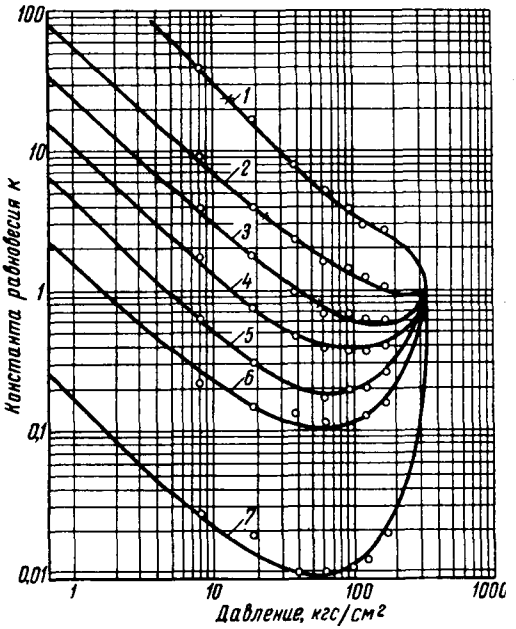


Рис. IV. 23. Константы равновесия при $t = 93{,}3$°С для нефтей с низкой усадкой.

1 — метан; *2* — этан; *3* — пропан; *4* — бутаны; *5* — пентаны; *6* — гексаны; *7* — гептаны + высшие.

Предложены и другие методы учета влияния состава смеси на константы равновесия. Один из них состоит в том, что влияние состава смеси на константу равновесия выражается через давление схождения. Как показывают результаты опыта, в смесях с одинаковым давлением схождения независимо от состава смеси данный компонент имеет приблизительно одинаковые константы равновесия при одних и тех же давлениях и температурах. Это позволяет выражать влияние состава на константу равновесия через давление схождения. При равенстве давлений схождения как бы достигается подобие различных углеводородных систем.

На этом основании задача определения констант равновесия компонентов углеводородной смеси при данной температуре и давлении сводится к определению давления схождения этой смеси при соответствующей температуре. Далее при известном давлении схождения константы равновесия углеводородов определяются по атласу по заданным значениям давления и температуры [53].

Определение давления схождения констант фазового равновесия углеводородных смесей

Существуют различные методы определения давления схождения углеводородных смесей. Основы одного из них (метод Г. С. Степановой) мы уже рассмотрели в гл. IV. § 4. Он заключается в том, что многокомпонентная смесь рассматривается как бинарная (метан плюс сложный компонент). Давление схождения этой бинарной смеси определяется как критическое давление системы, при котором данная температура является критической.

Как мы уже видели, молекулярная масса нормальных парафиновых углеводородов, составляющих смесь с метаном, определяет расположение огибающей критических точек (см. рис. IV.13). Для сложных смесей парафиновых, изопарафиновых и нафтеновых углеводородов положение ее определяется по эквивалентной молекулярной массе сложного компонента, которая находится по формуле

$$M_{\text{экв}} = \sum g_i M_{\text{экв } i},$$

где g_i — массовая концентрация i-го компонента в тяжелой части смеси;

$M_{\text{экв } i}$ — эквивалентная молекулярная масса этого компонента.

Для нормальных парафиновых углеводородов с молекулярной массой M_i величина $M_{\text{экв } i} = M_i$.

На найденной таким способом огибающей кривой критических точек давление схождения определяется как точка пересечения ее с заданной изотермой.

Пример[1]. Определить давление схождения для смеси метан — бутан — декан при температуре 71° С и при соотношении

$$\frac{x_{10}}{x_4 + x_{10}} = 0{,}6,$$

где x_4 — мольная доля бутана;

x_{10} — мольная доля декана.

Определяем среднюю молекулярную массу смеси без метана.

$$\overline{M} = 0{,}4 \cdot 58{,}12 + 0{,}6 \cdot 142{,}28 = 23{.}25 + 85{,}37 = 108{,}62.$$

[1] Г. С. Степановой.

Определяем массовые доли g_4 и g_{10} в смеси:

$$g_4 = \frac{23{,}25}{108{,}64} = 0{,}214.$$

$$g_{10} = \frac{85{,}37}{108{,}64} = 0{,}786.$$

Находим эквивалентную молекулярную массу сложного компонента:

$$M_{экв} = 0{,}214 \cdot 58{,}12 + 0{,}786 \cdot 142{,}28 = 12{,}44 + 111{,}83 = 124{,}27.$$

По этой величине эквивалентной молекулярной массы на рис. IV.13 путем интерполирования находим давления $p_{сх}$ схождения. Имеем при $t = 71°$ С

$$M = 86{,}172 \quad p_{сх} = 19{,}4 \text{ МПа}.$$

$$M = 142{,}28 \quad p_{сх} = 35{,}25 \text{ МПа}.$$

$142{,}28 - 86{,}172 = 56{,}108$ $35{,}25 - 19{,}4 = 15{,}85$ МПа $142{,}28 - 124{,}27 = 18{,}01$.

Составляем пропорцию

$$56{,}108 - 15{,}85$$

$$18{,}01 - x$$

$$x = \frac{18{,}01 \cdot 15{,}85}{56{,}108} = 5{,}087 \text{ МПа}.$$

Давление схождения смеси

$$p_{сх} = 35{,}25 - 5{,}087 = 30{,}143 \text{ МПа}.$$

Упомянутые методы определения констант равновесия позволяют рассчитать количественно фазовые превращения смесей легких углеводородов, если известен состав системы по компонентам. Использование их для расчета равновесного разделения на газ и жидкость газоконденсатных и газонефтяных систем затрудняется чрезвычайной сложностью составов углеводородов. Приближенные расчеты, однако, проводятся. Для этого считают, что система состоит из ограниченного числа компонентов, последний из которых представляет собой C_7+ все остальные вышекипящие. Этот остаток принимается за один наименее летучий компонент системы. При таком грубом приближении расчетные данные значительно отклоняются от фактических (составы этого сложного компонента в газовой и жидкой фазах совершенно различны и они изменяются при данном составе смеси с давлением и температурой). Константы равновесия углеводородов C_7+ высшие определяются свойствами самой фракции C_7+, составом всей системы, температурой и пределом изменения давлений в системе. По данным, приведенным в [43], иногда хорошо совпадают расчетные и экспериментальные изотермы в том случае, когда в качестве константы равновесия фракции C_7+ используется константа равновесия н-гептана. Если же фракцию C_7+ принять за н-нонан, то в процессе расчетов вся система при высоких давлениях иногда стремится перейти не в газовое (как это должно было быть согласно экспериментальной

изотерме), а в жидкое состояние. Поэтому для разработки рекомендаций при выборе констант равновесия фракций C_7+ высшие проводятся массовые расчеты для газоконденсатных систем по определению влияния температуры, давления и состава на константы фазового равновесия фракций C_7+ по заданным (известным) изотермам конденсации для систем с различной характеристикой [43].

Считается, что константы равновесия компонентов от этана до гексана включительно определяются различными методами со средней точностью 5—10%. Исключение составляет метан (погрешность достигает 30% и более). Это является, например, следствием того, что при одинаковых давлениях схождения и одних и тех же значениях p и t константа фазового равновесия метана в углеводородных смесях различного состава не одинакова. Поэтому для расчетов предложены специальные методы определения константы фазового равновесия метана в его смесях с различными углеводородами [43].

Уравнения концентрации

По приведенным уравнениям нельзя определить концентрацию и объемное соотношение углеводородов в жидкой и паровой фазах. В промысловой практике часто встречаются задачи именно такого рода, когда кроме состава фаз необходимо определять количество жидкой и газовой фаз при различных условиях состояния смеси (p и t), при изменении этих условий и в зависимости от исходного количества углеводородов.

Чтобы дать количественную оценку распределения углеводородов между жидкой и паровой фазами, рассмотрим 1 кмоль углеводородной смеси при данных давлении и температуре.

Пусть состав всей смеси нам известен и концентрация каждого компонента составляет N_i. Задача заключается в том, чтобы найти связь между числом киломолей жидкой L и газовой фазы V в смеси и составом фаз при данном давлении и температуре.

По условиям задачи

$$\sum N_i = 1; \tag{IV.22}$$

$$L + V = 1. \tag{IV.23}$$

Каждый из углеводородов распределен между жидкой и газовой фазами. И, следовательно, содержание компонентов в системе с учетом распределения их по фазам можно выразить в виде

$$N_i = x_i L + y_i V, \tag{IV.24}$$

где x_i и y_i — мольные концентрации углеводородов в жидкой и паровой фазах в долях единицы.

Подставляя в уравнение (IV.24) значение $y_i = K_i x_i$ или $x_i = \frac{y_i}{K_i}$,

а также учитывая, что $L = 1 - V$, получим

$$N_i = x_i(1-V) + x_i K_i V; \qquad \text{(IV.25)}$$

$$N_i = \frac{y_i}{K_i}(1-V) + y_i V. \qquad \text{(IV.26)}$$

Решая формулы (IV.25) и (IV.26) относительно x_i и y_i, получим уравнения концентрации компонентов в жидкой и паровой фазах:

$$x_i = \frac{N_i}{1+V(K_i-1)}; \qquad \text{(IV.27)}$$

$$y_1 = \frac{N_i K_i}{1+V(K_i-1)}. \qquad \text{(IV.28)}$$

Учитывая, что x_i и y_i обозначают мольные концентрации углеводородов в жидкой и паровой фазах в долях единицы, получаем

$$\sum_{i=1}^{i=m} x_i = \sum_{i=1}^{i=m} \frac{N_i}{1+V(K_i-1)} = 1 \qquad \text{(IV.29)}$$

или

$$\sum_{i=1}^{i=m} y_i = \sum_{i=1}^{i=m} \frac{N_i K_i}{1+V(K_i-1)} = 1. \qquad \text{(IV.30)}$$

Таблица IV.3

Компонентный состав нефти в начальных условиях	Мольный состав нефти	Константы равновесия при $p = 0{,}1$ МПа и $t = 20°$ С
N_2	0,029	1100
CH_4	0,207	247
C_2H_6	0,021	28,7
C_3H_8	0,032	8,0
C_4H_{10}	0,058	2,5
C_5H_{12}	0,032	0,8
C_6 + более тяжелые	0,621	—

Используя уравнение (IV.29) или (IV.30), можно вычислить методом последовательных проб и постепенных приближений количество паровой фазы V и жидкой фазы $L = (1 - V)$. При этом одновременно получаются также и значения концентраций компонентов в жидкой x_i и газовой фазах y_i.

Пример [23]. Рассчитать однократное (контактное) разгазирование пластовой нефти при следующих условиях: температура сепарации 20° С, конечное давление сепарации 0,1 МПа (≈ 1 кгс/см^2).

Состав нефти и константы равновесия приведены в табл. IV.3.

Задачу будем решать по уравнению концентрации компонентов в газовой фазе

$$\sum_{i=1}^{i=m} y_i = \sum_{i=1}^{i=m} \frac{N_i K_i}{1+V(K_i-1)} = 1.$$

Подставляя в уравнение концентрации (IV.30) значения N_i и K_i из табл. IV.4, найдем число киломолей нефти, перешедших в газовую фазу

из 1 кмоль нефти при снижении давления от $p_{нас}$ до 0,1 МПа. Если считать, что C_6 + более тяжелые — нелетучие компоненты нефти, то

$$\frac{1100 \cdot 0{,}29}{1+(1100-1)V}+\frac{247 \cdot 0{,}207}{1+(247-1)V}+\frac{28{,}7 \cdot 0{,}021}{1+(28{,}7-1)V}+$$

$$+\frac{8{,}0 \cdot 0{,}032}{1+(8{,}0-1)V}+\frac{2{,}5 \cdot 0{,}058}{1+(2{,}5-1)V}+\frac{0{,}8 \cdot 0{,}032}{1+(0{,}8-1)V}=1.$$

Методом проб и ошибок находим, что равенство обращается в тождество при $V = 0{,}319$, так как при этом получим

$$0{,}091+0{,}644+0{,}061+0{,}079+0{,}098+0{,}027=1.$$

Таким образом, при однократном разгазировании из 1кмоль пластовой нефти выделяется 0,319 кмоль газа. Мольный состав выделяющегося газа оказывается следующим.

Компоненты	N_2	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	Σ
y_i	0,091	0,644	0,061	0,079	0,098	0,027	1,0

Уравнения концентрации применяются также для расчета изотерм конденсации, состава и количества выпадающего конденсата при переработке газа и т. д. Такие уравнения можно использовать для расчета давления насыщения, если известен состав фаз. Так как при давлении насыщения объем газовой фазы равен нулю ($V = 0$), то уравнение концентрации (IV.30) в точке давления насыщения примет следующий вид:

$$\sum_{i=1}^{i=m} K_i N_i = 1. \qquad \text{(IV.31)}$$

Это уравнение также решается путем последовательных проб и приближений. Теоретически уравнения концентрации можно применять для прогнозирования нефтяной оторочки или газовой шапки по продукции первых скважин. Если, например, полученная нефть не насыщена газом, то вычисленное давление насыщения будет меньше пластового. Следовательно, газовой шапки в пласте не существует.

Если из скважины получен чистый газ, то по его составу можно (в принципе) выяснить, есть ли в пласте нефть. Для этой цели можно использовать уравнение начала конденсации

$$\sum_{i=1}^{i=m} \frac{y_i}{K_i} = 1. \qquad \text{(IV.32)}$$

Методом проб и последовательных приближений находят такое давление, при котором уравнение (IV.32) превращается в тождество. Это давление будет соответствовать началу конденсации данной

смеси газов. Следовательно, вычисленное давление должно быть больше пластового, если в коллекторе нет нефти. Практическое применение уравнений концентрации для прогнозирования оторочки нефти и газовой шапки сильно осложняется из-за отсутствия данных о коэффициентах распределения углеводородов в пластовых условиях.

Имеются и другие трудности, снижающие достоверность этих расчетов — неоднородность состава углеводородов в различных частях залежи, недостаток сведений о генезисе месторождений нефти и газа, сложность учета большого многообразия условий залегания нефти и газа в природных коллекторах, влияющих на фазовое состояние углеводородов и т. д.

В заключение следует отметить, что в связи с трудоемкостью расчеты изотерм конденсации многокомпонентных углеводородных систем проводятся с применением электронно-вычислительных машин [1] [43].

---

[1] Требин Ф. А., Гуревич Г. Р., Гриценко А. И., Ширковский А. И. О точности аналитического расчета фазовых диаграмм углеводородных смесей. «Нефтяное хозяйство», 1970, № 7.

ГЛАВА V

ПЛАСТОВЫЕ ВОДЫ И ИХ ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА

В большинстве месторождений вместе с нефтью и газом в пласте залегает вода. Она обычно занимает пониженные зоны нефтяных и газовых пластов, а иногда в разрезе продуктивной пачки выделяются самостоятельные водоносные горизонты.

Подошвенными или краевыми принято называть воды, заполняющие поры коллектора под залежью и вокруг нее. Иногда краевые воды находятся и в верхних размытых сводовых частях антиклинальных складок или в головных частях моноклинально залегающих нефтеносных пластов. Промежуточными называют воды, приуроченные к водоносным пропласткам, залегающим в самом нефтеносном пласте.

Верхние и нижние воды приурочены к чисто водоносным пластам, залегающим выше и ниже нефтеносного пласта.

В продуктивных пластах нефтяной и газовой частей залежи также содержится вода. Эту воду, оставшуюся со времени образования залежи, называют остаточной.

Связанные водоносные и продуктивные части пластов представляют единую гидродинамическую систему и различные изменения пластового давления и свойств пластовых жидкостей при эксплуатации месторождения происходят не без влияния водоносной части резервуара, окружающей залежь. Пластовая вода часто является агентом, вытесняющим нефть из пласта. Ее свойства, следовательно, будут влиять на количество вытесняемой из пласта нефти, так как некоторые воды лучше отмывают нефть, другие хуже. Поэтому свойства пластовых вод имеют большое значение в промысловой практике.

§ 1. СОСТОЯНИЕ ОСТАТОЧНОЙ (СВЯЗАННОЙ) ВОДЫ В НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Состояние остаточной воды и начальное распределение нефти, газа и воды в пористой среде пласта определяются многочисленными свойствами пористой среды и пластовых жидкостей — структурой пор и составом пород, физико-химическими свойствами пород и пластовых жидкостей, количеством и составом остаточной воды и т. д.

Начальное распределение нефти, остаточной воды и газа в пористой среде пласта влияет на процессы движения нефти в пористой среде и вытеснения ее водой из пласта. В зависимости от количества, состава и состояния остаточных вод находится молекулярная природа поверхности нефтяного коллектора. Если остаточная вода в пласте в виде тонкой пленки покрывает поверхность поровых каналов, то поверхность твердой фазы остается гидрофильной. Если же пленка воды отсутствует, то нефть непосредственно соприкасается с твердой поверхностью и вследствие адсорбции поверхностно-активных веществ нефти поверхность нефтяного коллектора становится в значительной степени гидрофобной. Следовательно, формы существования остаточной воды необходимо учитывать во всех процессах, в которых молекулярная природа поверхности твердой фазы имеет существенное значение. Это необходимо учитывать при изучении нефтеотдачи пласта.

Распределения остаточной воды в поровом пространстве существенно влияют на фазовые проницаемости породы для нефти, воды и газа. Многие другие характеристики пласта: смачиваемость пород вытесняющими жидкостями, интенсивность капиллярных процессов, количество нефти, остающейся в поровом пространстве пласта после истощения пластовой энергии и др., также зависят от первоначального распределения жидкостей в пласте.

По распространенной гипотезе о происхождении нефтяных месторождений предполагается, что породы большинства нефтяных и газовых коллекторов были вначале заполнены и смочены водой, а нефть, по-видимому, появилась в пласте в более поздний период. Вода, первоначально заполнявшая породу, не могла быть удалена полностью из пласта при образовании залежи. Часть ее осталась в виде погребенной воды.

По вопросу о виде остаточной воды, находящейся в пористой среде и других дисперсных телах, различные исследователи высказывают не одинаковое мнение. Однако большинство из них приходит к заключению о существовании:

1) капиллярно связанной воды в узких капиллярных каналах, где интенсивно проявляются капиллярные силы;

2) адсорбционной воды, удерживаемой молекулярными силами у поверхности твердого тела и прочно связанной с частицами пористой среды; при этом молекулы адсорбированной воды ориентированы (свойства адсорбированной воды значительно отличаются от свойств свободной);

3) пленочной воды, покрывающей гидрофильные участки поверхности твердой фазы;

4) свободной воды, удерживаемой капиллярными силами в дисперсной структуре (ограничивается менисками на поверхностях раздела вода — нефть, вода — газ).

При анализе кернового материала в образце породы обычно определяется общее количество остаточной воды без количественной оценки различных ее видов. Это объясняется неопределенностью

условий существования и классификации остаточной воды и сложностью раздельного ее определения по видам.

Вначале предполагалось, что остаточная вода вследствие гидрофильных свойств нефтесодержащих пород покрывает всю поверхность каналов пористой среды. Исследования М. М. Кусакова и Л. И. Мекеницкой показали, что закономерности распределения связанной воды имеют более сложный характер [25]. Состояние остаточной воды в нефтяном и газовом пластах определяется физико-химическими свойствами жидкостей. Чаще всего сплошная пленка воды между нефтью и твердой фазой отсутствует и большая часть остаточной воды находится в капиллярно удержанном состоянии. При этом от свойств воды в большой степени зависит состояние связанной воды. С увеличением концентрации солей в минерализованной остаточной воде, первоначально заполнявшей керн, в последующем увеличивается степень гидрофобизации твердой фазы нефтью вследствие десольватирующего (т. е. разрушающего сольватные соли) действия ионов солей. Устойчивые пленки воды на поверхности твердого тела возникают только при очень низком значении поверхностного натяжения между водой и нефтью, при слабой минерализации воды. На этом основании можно предполагать, что в пластах, содержащих высокополярные нефти и слабо минерализованные сильно щелочные остаточные воды, последние находятся в капиллярно удержанном и пленочном состоянии.

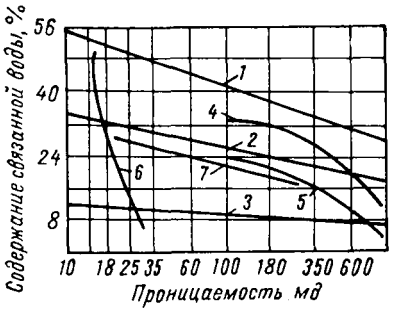


Рис. V.1. Зависимость остаточной водонасыщенности пород от их проницаемости.

1 — мелкозернистые пески; *2* — среднезернистые пески; *3* — крупнозернистые пески; известняки и доломиты; *4* и *5* —песчаники различных участков Туймазинского месторождения; *6* — известняки Новостепновского месторождения; *7* — известняки Карташевского месторождения.

Опытами М. М. Кусакова также доказано, что сильно минерализованные остаточные воды в газовом коллекторе также не образуют равновесной смачивающей пленки. Это также объясняется десольватирующим действием ионов солей, находящихся в остаточной воде. Средняя равновесная толщина слоя слабо минерализованной воды на поверхности кварца на границе с воздухом составляет $5 \cdot 10^{-6}$ см (50 нм) *.

Общее количество различных форм остаточной воды в породе зависит также от состава и физических свойств пород и пластовых жидкостей. На рис. V.1 приведена зависимость остаточной водонасыщенности пород от проницаемости кернов [15].

---

* 1 нм (нанометр) = 10^{-9} м = 10^{-6} мм = 10^{-7} см.

Приведенные кривые не универсальны. Для пород с иной структурой пор и содержащих другие количества глинистого материала зависимость остаточной водонасыщенности от проницаемости может количественно отличаться от приведенных. Однако характер зависимости в большинстве случаев тот же — с увеличением проницаемости количество остаточной воды в породе уменьшается.

§ 2. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА ОСТАТОЧНОЙ (СВЯЗАННОЙ) ВОДЫ В НЕФТЯНЫХ ПЛАСТАХ

Наиболее достоверные результаты определения количества остаточной воды в породе получены при анализе кернового материала, выбуренного с применением растворов, затворенных на нефтяной основе. Предполагается, что при подъеме керна на поверхность и в процессе транспортировки его в лабораторию существенных изменений остаточной воды не происходит. Во избежание испарения воды при транспортировке образцы поднятого керна обычно парафинируют или перевозят в закрытых сосудах под слоем нефти. Содержание остаточной воды определяется путем экстрагирования образцов в приборе Дина и Старка или в приборах С. Л. Закса.

Взвешенный образец породы помещают в колбу прибора Дина и Старка или же в стеклянный цилиндр *3* (рис. V.2) или в фильтр Шотта прибора С. Л. Закса (рис. V.3). При кипении растворителя вода испаряется из образца, вместе с растворителем охлаждается в холодильнике и стекает в ловушку. Так как вода тяжелее углеводородных растворителей, она накапливается в нижней части ловушки, избыток же растворителя стекает обратно в колбу. При этом в приборе С. Л. Закса чистый растворитель вначале попадает в цилиндр с керном, растворяет нефть и стекает через пористую перегородку в колбу. В качестве растворителя обычно используют толуол, закипающий выше точки кипения воды (110° С). Водо-, нефте- и газонасыщенность породы определяют по массе образца до и после экстрагирования и по объему воды, выделившейся из керна [7].

Так как в большинстве случаев пласт вскрывается обычными водными глинистыми растворами, предложены косвенные методы оценки количества остаточной воды. Один из них — хлоридный метод, основанный на относительном постоянстве солености связанной воды в пределах коллектора, которая обусловлена главным образом содержанием хлоридов. Во время анализа образцы керна измельчают и обрабатывают при температуре кипения дистиллированной водой. Содержание связанной воды в навеске керна находят по количеству ионов хлора, содержащихся в фильтрате. Для этого последний титруют азотнокислым серебром в присутствии индикаторов [34]. Если известна соленость остаточной воды, по содержанию ионов хлора в образце удается приблизительно определить количество остаточной воды.

Поскольку хлоридным методом можно определить содержание лишь одного иона, то содержание других ионов устанавливается по солености воды, полученной после экстрагирования измельченного керна, путем измерения ее электропроводности. Вместе с тем методом электропроводности не устраняются причины, уменьша-

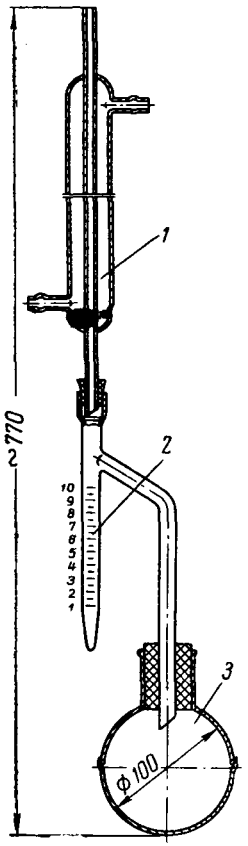


Рис. V.2. Прибор Дина и Старка для определения содержания воды.
1 — холодильник; *2* — калиброванная ловушка; *3* — колба.

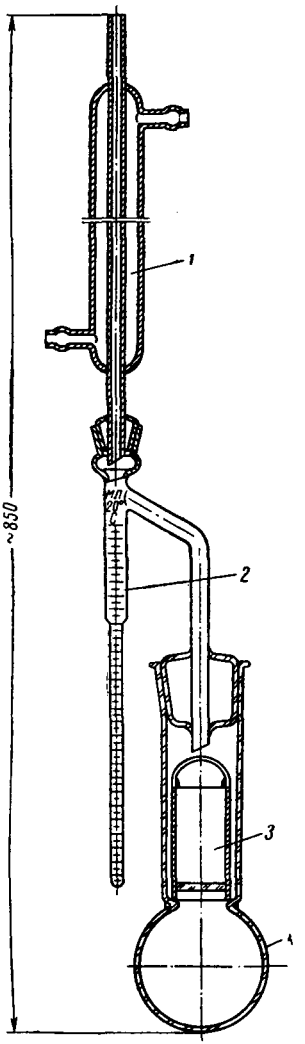


Рис. V.3. Прибор ЛП-4 (Закса) для определения нефте-, водо- и газонасыщенности пород.
1 — холодильник; *2* — ловушка; *3* — фильтр Шотта для помещения образца породы; *4* — колба с растворителем.

ющие точность определений количества остаточной воды хлоридным методом. Например, загрязнение керна фильтратом разбавленного бурового раствора, который частично может вытеснять остаточную

воду из образца. Для определения количества фильтрата бурового раствора, проникающего в керн, в глинистый раствор добавляют различные индикаторы: ацетон, мышьяк, пропанол, декстрозу и т. д. Однако с помощью индикаторов можно определить степень загрязнения керна, но нельзя оценить количество вымываемой остаточной воды фильтратом бурового раствора.

В лабораториях физики пласта для приближенной оценки объема остаточной воды широко применяется метод «полупроницаемых перегородок». Для этого используется прибор, схема которого приведена на рис. I.11. Методика проведения опыта аналогична

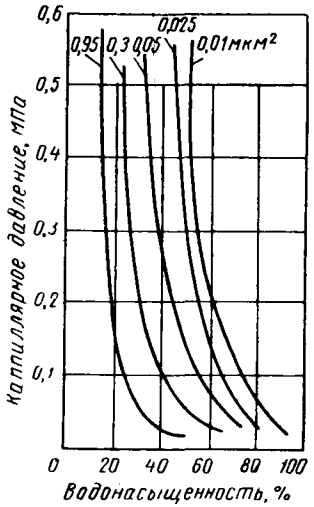


Рис. V.4. Типичные кривые «капиллярное давление — водонасыщенность» при вытеснении из керна воды воздухом.

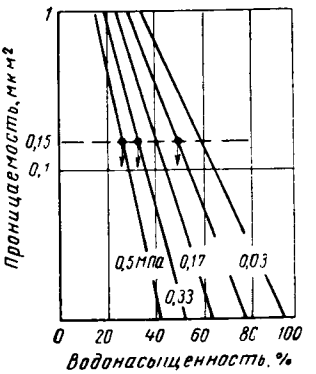


Рис. V.5. Изменение водонасыщенности образцов в зависимости от проницаемости пород при различных значениях капиллярного давления.

методике работы при построении порометрической кривой путем вытеснения воды из керна воздухом через полупроницаемую перегородку (см. гл. I). При этом также строится кривая зависимости «капиллярное давление — водонасыщенность». Средние части таких кривых (рис. V.4) характеризуют степень однородности пор, — чем положе этот участок кривой, тем более однороден керн по составу пор. Верхние отрезки кривых представляют собой вертикальные или почти вертикальные линии, так как оставшаяся вода прочно удерживается молекулярными и капиллярными силами и не вытесняется из керна с увеличением давления. Расстояние их от оси ординат (в единицах водонасыщенности) и принимается за содержание остаточной воды в породе. При этом предполагают, что в процессе формирования залежи из породы нефтью и газом вытесняется только та вода, которую удалось извлечь из керна в процессе опыта.

В естественных условиях проницаемость пород в залежи изменяется в широких пределах. Для определения средней остаточной водонасыщенности пород по разрезу пласта или по отдельному его

участку кривые «остаточная водонасыщенность — капиллярные давления», приведенные на рис. V.4, строят по большому числу кернов (иногда изучаются сотни образцов). По этим данным находят зависимость водонасыщенности кернов различной проницаемости от капиллярного давления. На рис. V.5 приведены такие зависимости для давлений 0,5—0,33—0,17—0,068—0,034 МПа, построенные на основе графиков (рис. V.8). По таким зависимостям далее получают осредненную кривую «капиллярное давление — остаточная водонасыщенность» для пласта. Для этого вначале устанавливают среднюю проницаемость пород. В рассматриваемом примере она равна 0,150 *мкм*^{2}.

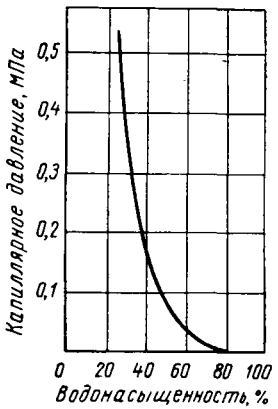


Рис. V.6. Осредненная кривая «капиллярное давление — водонасыщенность» для образцов со средней проницаемостью 0,15 мкм^2

Проведя горизонтальную линию от найденного среднего значения проницаемости (см. пунктирную линию на рис. V.5), по точкам ее пересечения с линиями различных давлений строят осредненную зависимость «капиллярное давление — водонасыщенность» (рис.V.6), которая позволяет оценить среднюю остаточную водонасыщенность пород исследуемого пласта. Из рис. V.6 следует, что средняя остаточная водонасыщенность исследованных пород составляет 26%. Считается, что описанный метод определения остаточной водонасыщенности пригоден только для пород, содержащих значительное количество погребенной воды — более 8—10% от объема пор, так как причины небольшого содержания остаточной воды или полного отсутствия ее в породах некоторых залежей пока недостаточно ясны. Иногда это можно объяснить растворением и частичным ее испарением в процессе формирования залежи в последующие геологические эпохи. Причины и условия формирования залежей в некоторых коллекторах, в которых содержится небольшое количество воды, по-видимому, не воспроизводятся полностью в описанном методе определения остаточной водонасыщенности. Метод полупроницаемых перегородок трудоемок. Для определения остаточной водонасыщенности малопроницаемых пород требуются особо прочные мелкопористые перегородки, так как вытеснение воды воздухом или нефтью необходимо осуществлять под высоким давлением. При нагнетании в поры ртути эти затруднения устраняются (см. гл. I).

Быстро и просто остаточная водонасыщенность определяется методом центрифугирования. Образец, насыщенный водой, помещается в центрифугу и подвергается действию центробежных сил, под влиянием которых вода выбрасывается в градуированную ловушку. Вытеснению воды из породы препятствуют капиллярные силы. Вначале, с увеличением числа оборотов ротора центрифуги,

жидкость вытесняется из крупных пор, когда перепад давления Δp на торцах образца превысит величину капиллярного давления, развиваемого менисками. При дальнейшем увеличении числа оборотов жидкость вытесняется и из пор меньшего размера. С некоторого момента повышение числа оборотов ротора практически перестает влиять на количество остающейся в порах воды. Эту воду и считают остаточной. Измеряя количество выделившейся жидкости, как функцию числа оборотов ротора, можно построить зависимость «капиллярное давление — водонасыщенность».

Расчетная формула получается исходя из следующего.

Опыт на центрифуге проводится, как и в случае полупроницаемых перегородок, путем вытеснения одной фазы другой (воды нефтью или газом). Под действием силы тяжести в образце высотой h между фазами с плотностью ρ_1 и ρ_2 возникает перепад давления, равный

$$\Delta p = (\rho_1 - \rho_2)\, hg, \tag{V.1}$$

где g — ускорение силы тяжести.

В центрифуге одна фаза вытесняется другой под влиянием центробежных сил, развивающихся в поле ускорений a:

$$a = \frac{\omega^2}{R}, \tag{V.2}$$

где ω — скорость вращения ротора.

$$\omega = 2\pi R n.$$

Здесь R — радиус вращения;

n — частота вращения ротора в оборотах в секунду.

Способность к разделению фаз характеризуется коэффициентом f

$$f = \frac{a}{g}; \tag{V.3}$$

$$f = \frac{4\pi^2 R^2 n^2}{9{,}81R} = 4{,}04Rn^2. \tag{V.4}$$

Подставляя эту величину в (V.1) вместо ускорения g, получим формулу для определения давления (Па) между фазами:

$$p = 4{,}04Rn^2h\,(\rho_1 - \rho_2). \tag{V.5}$$

Это давление соответствует капиллярному давлению, развиваемому менисками в порах, из которых вытесняется жидкость:

$$p = p_к = -\frac{2\sigma \cos\theta}{r} \tag{V.6}$$

Кроме упомянутых выше, существует несколько других лабораторных методов определения остаточной воды в породе [1] [46].

[1] Гудок Н. С. Изучение физических свойств пористых сред. М., изд-во «Недра», 1970.

§ 3. СОСТОЯНИЕ ПЕРЕХОДНЫХ ЗОН НЕФТЬ — ВОДА, НЕФТЬ — ГАЗ И ВОДА — ГАЗ

Водо-нефтяной контакт в пласте представляет собой различной мощности переходную зону от воды к нефти. Строение этой зоны и распределение в ней воды и нефти определяются в основном гравитационными и капиллярными силами. Последние находятся в сложной зависимости от свойств и состава пород и физико-химических свойств пластовых жидкостей. Большое многообразие свойств пород обусловливает значительные изменения мощности переходной зоны в одной и той же залежи. В песчаниках высокой проницаемости, отличающихся отсортированностью зерен, мощность переходной зоны не превышает нескольких десятков сантиметров. В мелкозернистых песчаниках с плохо отсортированными зернами ее мощность достигает 6—8 м.

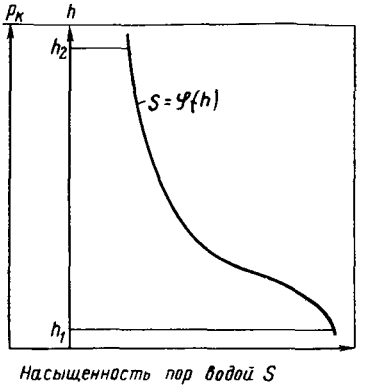


Рис. V.7. Схема изменения водонасыщенности пород по вертикали.

Состояние свободной и связанной воды и нефти в переходной зоне также определяется свойствами всех фаз системы и степенью водонефтенасыщенности пород. В лаборатории физики нефтяного пласта МИНХ и ГП установлено, например, что в песчаниках Зольненского месторождения проницаемостью 0,350 мкм² при водонасыщенности 35—40% поровые каналы заполнены смесью нефти и воды, в которых нефть не представляет собой сплошной фазы. При проницаемости 0,650 мкм² сплошность нефти нарушается при 28—30% водонасыщенности. Практически безводный приток нефти из песчаников Бавлинского и Туймазинского месторождений получают при водонасыщенности их до 32—35% от объема пор.

Для оценки величины и строения переходной зоны, кроме геофизических методов, иногда используют экспериментальные усредненные зависимости водонасыщенности от капиллярного давления (рис. V.7), полученные путем вытеснения воды нефтью. По этим зависимостям можно приближенно определить распределение нефти и воды по вертикали, а также среднюю водонасыщенность переходной зоны пласта. При этом предполагают, что под действием капиллярных сил вода в поровых каналах пласта проникла до высоты, на которой капиллярное давление уравновесилось гидростатическим столбом воды, т. е. справедливо соотношение

$$p_к = gh(\rho_в - \rho_н), \qquad (V.7)$$

где $p_к$ — капиллярное давление;
$\rho_в$ и $\rho_н$ — соответственно плотности пластовой воды и нефти;
g — ускорение силы тяжести;
h — высота над уровнем 100%-ного насыщения водой.

Отсюда

$$h = \frac{p_к}{g(\rho_в - \rho_н)}. \qquad (V.8)$$

Так как капиллярное давление $p_к$ — функция водонасыщенности $p_к = f(S)$, тогда

$$h = \frac{f(S)}{g(\rho_в - \rho_н)}. \qquad (V.9)$$

Эта зависимость отличается от $p_к = f(S)$ только постоянным множителем и, следовательно, кривая, выражающая зависимость водонасыщенности от высоты над уровнем воды, и зависимость $p_к = f(S)$ будут одинаковыми, если на оси ординат вместо $p_к$ отложить в необходимом масштабе соответствующее данному значению $p_к$ расстояние от водо-нефтяного контакта h. Используя эту кривую (рис. V.7), где капиллярное давление $p_к$ преобразовано в высоту столба h, *которым уравновешивается данное капиллярное давление*, можно приближенно оценить распределение воды и нефти по вертикали в переходной зоне, а также среднее содержание воды по всей мощности пласта. Так, например, среднее содержание воды в порах пласта в интервале от h_1 до h_2

$$S_{ср} = \frac{\int_{h_1}^{h_2} \varphi(h)\, dh}{h_2 - h_1}. \qquad (V.10)$$

Величина интеграла в этой формуле определяется площадью под кривой $S = \varphi(h)$ между соответствующими значениями h_1 и h_2.

Следует учитывать, что в практических условиях распределение нефти и воды в переходной зоне может быть значительно сложнее вследствие большого многообразия свойств пород пластовой системы. Поэтому при использовании осредненных кривых $p_к = f(S)$ зависимости «капиллярное давление — водонасыщенность», полученных по результатам усреднения большого числа анализов, получаем сугубо приближенное представление о распределении воды и нефти в переходной зоне и по вертикали в пласте в целом. Одна из причин этого обусловлена, вероятно, влиянием капиллярного гистерезиса на высоту капиллярного поднятия и распределения воды в пластовых условиях.

М. М. Кусаков и Д. Н. Некрасов установили, что в капиллярах переменного сечения может существовать несколько равновесных высот подъема (капиллярный гистерезис) в зависимости от формы капилляра.

Действительно, для капилляра с профилем, приведенным на рис. V.8, существует несколько высот капиллярного подъема

жидкости, для которых соблюдается условие, определяющее равновесную высоту подъема h:

$$\frac{\partial U}{\partial h} = 0, \tag{V.11}$$

где U — потенциальная энергия смачивающей жидкости в капилляре:

$$U = -\rho g \int_0^V (h_к - h)\, dV. \tag{V.12}$$

Здесь ρ — плотность жидкости;
g — ускорение силы тяжести;
$h_к$ — капиллярное давление, выраженное в тех же единицах, что и давление столба жидкости высотой h;
V — объем жидкости в капилляре.

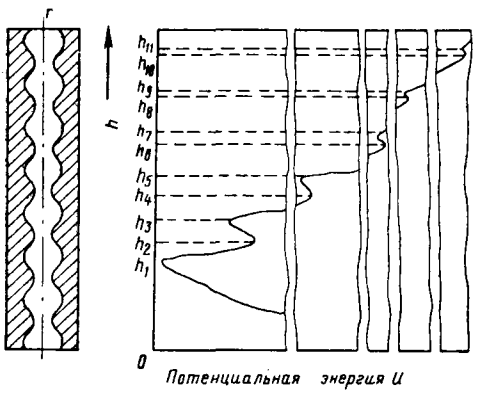


Рис. V.8. Схематический график функции $U = f(h)$ для капилляра «синусоидальной» формы.

Условие $\frac{\partial U}{\partial h} = 0$ в капилляре, схема которого приведена на рис. V.8, может соблюдаться при высотах h_1; h_2; h_3; h_4; h_5 и т. д. до некоторой определенной максимально возможной величины капиллярного подъема. Высоты h_1, h_3, h_5 и т. д., соответствуют устойчивому равновесию, а высоты h_2, h_4 и т. д. неустойчивому.

Для пористых сред, состоящих из бесконечно большого числа капилляров различного сечения сложной формы и сообщающихся друг с другом, капиллярный гистерезис может выражаться большим числом равновесных высот капиллярного подъема.

Еще более сложное строение водо-нефтяного контакта возникает при вытеснении нефти водой в процессе эксплуатации залежи: кроме проницаемости, капиллярного подъема и физико-химических свойств жидкости, на строение водо-нефтяной зоны влияют динамические факторы — градиенты давлений, фазовые проницаемости системы и т. д.

Иногда этот контакт имеет наклонное положение, что связывается с движением подземных вод, характером проницаемости коллектора и другими специфическими факторами в строении залежи.

На газо-нефтяном контакте также имеется переходная зона от нефтяной до чисто газовой части пласта. Строение этой части залежи также определяется равновесием гравитационных и капиллярных сил, а также физическими и физико-химическими свойствами системы нефть — порода — газ.

Если не учитывать влияние третьей фазы (остаточной воды), то уравнения, аналогичные (V.8) и (V.9), можно использовать для приближенной оценки распределения нефти и газа в переходной зоне. Следует, однако, учитывать, что фактический характер распределения нефти и газа осложняется присутствием остаточной воды. Капиллярный подъем жидкости в условиях трехфазной системы недостаточно исследован. Из уравнения (V.9) все же следует, что высота переходной зоны нефть — газ должна быть меньше высоты водо-нефтяной переходной зоны, так как разница плотностей между нефтью и газом больше, чем между водой и нефтью, а поверхностное натяжение нефти на границе с водой и на границе с газом могут быть близкими по значению.

§ 4. МИНЕРАЛИЗАЦИЯ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ

Минерализация вод нефтяных месторождений колеблется от нескольких сотен г/м^3 в пресной воде до 300 кг/м^3 в концентрированных рассолах.

Основные минеральные вещества, входящие в состав пластовых вод, представлены солями натрия, калия, кальция, магния и некоторых других металлов. Основными солями пластовых вод являются хлориды, карбонаты щелочных металлов и бикарбонаты щелочей и щелочноземельных металлов. Вблизи нефти сульфаты встречаются редко. Многие пластовые воды отличаются повышенным содержанием йода, брома и NH_4. Из газообразных веществ в пластовых водах содержатся углеводородные газы, а иногда и значительные количества сероводорода. Например, в водах горизонта $Б_2$ месторождения Зольное содержится до 20 г/м^3 сероводорода.

Состав пластовых вод определяется многими факторами: минеральным составом пород пласта, характером его гидрогеологического режима, возрастом пластов, температурными условиями, величиной пластового давления и т. д.

Исследования показывают, что состав связанной воды может быть иной, чем пластовой. Так, например, среднее содержание хлора в связанной воде ярегского песчаника (по С. Л. Заксу) оказалось в 2,5 раза выше, чем в воде, добываемой вместе с нефтью. Содержание хлора в связанной воде доломитов Новостепановского месторождения изменяется от 19 до 335 кг/м^3 при среднем содержании хлора в водах этого месторождения около 100 кг/м^3.

Еще плохо изучены органические вещества пластовых вод. Установлено, что в большинстве из них содержатся анионы и мыла нафтеновых и жирных кислот, фенолы и азотсодержащие кислоты. Общее содержание органических анионов достигает иногда 5 кг/м^3. В жестких водах, содержащих большие количества кальция, нафтенаты выпадают из раствора в виде кальциевых мыл. Предполагается, что часть веществ, относимых в минерализованных водах к нафтеновым кислотам, представляет собой фенолы и их производные (феноляты). Все упомянутые органические составляющие

перешли в воду из нефти, и они влияют на нефтевымывающие свойства вод при вытеснении нефти из пласта [1].

Нефтяные залежи, имеющие промышленное значение, находятся в большинстве случаев в зоне затрудненного водообмена. Однако присутствие в некоторых пластах пресных вод обусловлено гидродинамической связью, существующей между нефтеносными пластами и поверхностными областями питания. Имеется много месторождений, где нефть залегает вместе с пресной водой или с водами, характеризующимися низкой концентрацией солей. Поэтому наличие гидродинамической связи нефтяного пласта с поверхностными источниками питания не всегда сопровождается вымыванием нефти из ловушек и разрушением залежи.

§ 5. ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПЛАСТОВЫХ ВОД

Плотность пластовых вод возрастает с увеличением концентрации солей, и в связи с широким изменением минерализации плотность вод может быть различной. Известны рассолы, насыщающие породы, плотность которых достигает 1450 кг/м³ при концентрации солей 642,8 кг/м³. Приблизительная зависимость плотности воды от содержания минерального вещества приведена в табл. V.1.

Таблица V.1

Плотность вод нефтяных месторождений

Плотность воды при 15,5° С, кг/м³	Количество растворенного минерального вещества, кг/м³
1000	Нет
1020	27,5
1040	55,4
1060	83,7
1080	113,2
1100	143,5
1120	175,8
1140	210,0

Тепловое расширение воды характеризуется коэффициентом теплового расширения

$$E = \frac{\Delta V}{V \Delta t}, \qquad (V.13)$$

где ΔV — изменение объема воды при изменении температуры на Δt;

V — объем воды в нормальных условиях.

Из формулы (V.13) следует, что коэффициент теплового расширения E воды характеризует изменение единицы объема воды при изменении ее температуры на 1°. По экспериментальным данным в пластовых условиях он колеблется в пределах от $18 \cdot 10^{-5}$ до $90 \cdot 10^{-5}$ 1/град, возрастая с увеличением температуры и уменьшаясь с ростом пластового давления.

Сжимаемость пластовой воды. Коэффициент сжимаемости воды

$$\beta_в = \frac{\Delta V}{V \Delta p} \qquad (V.14)$$

[1] Подробно об этом см. в последующих главах курса.

характеризует изменение единицы объема воды при изменении давления на единицу.

В формуле (V.14) ΔV — изменение объема воды при изменении давления на Δp, а V — объем воды при условиях опыта.

Коэффициент сжимаемости воды изменяется в пластовых условиях в пределах $(3{,}7—5{,}0)\ 10^{-10}$ м²/Н, а при наличии растворенного газа увеличивается и может быть приближенно определен по формуле

$$\beta_{вг} = \beta_в (1 + 0{,}05S), \qquad (V.15)$$

где $\beta_{вг}$ — коэффициент сжимаемости воды, содержащий растворенный газ, в м²/Н;

$\beta_в$ — коэффициент сжимаемости чистой воды в м²/Н;

S — количество газа, растворенного в воде, в $м^3/м^3$.

Объемный коэффициент пластовой воды характеризует отношение удельного объема воды в пластовых условиях $V_{пл}$ к удельному объему ее в стандартных условиях $V_н$:

$$b = \frac{V_{пл}}{V_н}. \qquad (V.16)$$

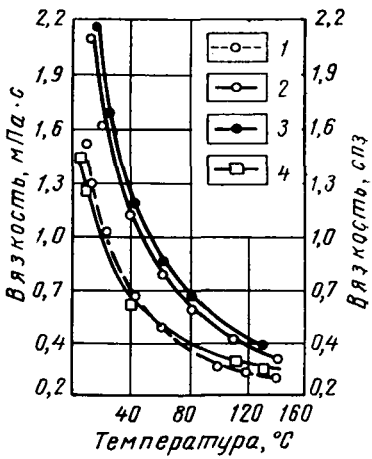


Рис. V.9. Зависимость вязкости хлоркальциевой воды Туймазинского месторождения (скв. 406), морской воды и чистой воды от температуры для ряда постоянных давлений (по В. И. Сергеевич и Т. П. Жузе).

1 — вода Каспийского моря при 29,4 МПа; *2* — вода хлоркальциевого типа при 19,6 МПа; *3* — вода хлоркальциевого типа при 29,4 МПа; *4* — чистая вода при 29,4 МПа.

Увеличение пластового давления способствует уменьшению объемного коэффициента, а рост температуры сопровождается его повышением. Поэтому объемный коэффициент воды изменяется в сравнительно узких пределах (0,99—1,06). Правый предел относится к высокой температуре (121° С) и низкому давлению, левый — к низкой температуре (38° С) и высокому давлению (32 МПа).

Вязкость воды в пластовых условиях зависит в основном от температуры и концентрации растворенных солей. Как следует из рис. V.9, температура имеет большое влияние на вязкость воды. Влияние давления на вязкость воды незначительно и зависит от природы и концентрации растворенных солей и от температуры. В области низких температур (5—10° С) вязкость слабо минерализованных вод уменьшается с повышением давления. Наиболее вязки хлоркальциевые воды. При одних и тех же условиях вязкость их превышает вязкость чистой воды в 1,5—2 раза.

Так как в воде газы растворяются в небольшом количестве, вязкость ее незначительно уменьшается при насыщении газом.

Поэтому вязкость воды в пластовых условиях можно определять (при практических расчетах) обычными капиллярными вискозиметрами при пластовой температуре и атмосферном давлении.

§ 6. РАСТВОРИМОСТЬ ГАЗОВ В ВОДЕ ПОД ДАВЛЕНИЕМ

Как уже упоминалось, растворимость углеводородных газов в воде незначительна. Однако следует учитывать, что площадь контакта газовой залежи с подстилающей водой может быть большой, а давление в пласте достигать 50—70 МПа. В этих условиях значительные количества газа в воде могут находиться в растворенном состоянии.

Процессы растворения и фазовые переходы углеводородов в водных системах, по-видимому, играли важную роль при миграции углеводородов и формировании газовых залежей. Поэтому вопросы растворимости углеводородов в воде привлекают возрастающее внимание исследователей [31].

Содержание растворенного газа в воде можно выразить в виде мольных долей

$$N_i' = \frac{n_i}{\sum n_i + n_в} \tag{V.17}$$

или же в виде объема газового компонента, растворенного в единице массы, или объема $V_в$ воды

$$b_i = \frac{V_i}{G}; \quad C_i = \frac{V_i}{V_в}, \tag{V.18}$$

где n_i и $n_в$ — соответственно число молей (грамм-молекул) i-го компонента в водном растворе и числом молей воды;

V_i — объемы газового компонента, приведенного к нормальным условиям (0° С и 760 *мм рт. ст.*);

G — масса воды в (г), в которой растворен компонент.

Величины N_i' и b_i связаны соотношением

$$N_i' = \frac{b_i}{\sum b_i + \frac{22\,416}{18{,}016}} = \frac{b_i}{\sum b_i + 1244}, \tag{V.19}$$

где 22 416 — объем моля идеального газа при нормальных условиях;

18,016 — молекулярная масса воды.

Величина $\sum b_i$ для большинства газов (за исключением углекислого газа и сероводорода) значительно меньше, чем 1244, и поэтому можно принять

$$N_i' = \frac{b_i}{1244} = 0{,}804 \cdot 10^{-3} b_i. \tag{V.20}$$

Для выражения растворимости газа в воде используется также константа равновесия

$$K_i = \frac{N_i''}{N_i'}; \quad N_i' = \frac{N_i''}{K_i}, \tag{V.21}$$

где N_i'' и N_i' — мольные доли компонента в газовой и жидкой фазах.

Законы растворимости газов в воде отличаются некоторыми особенностями.

Растворимость углеводородных (неполярных) газов в воде по сравнению с их растворимостью в органических жидкостях весьма мала (рис. V.10). С увеличением температуры растворимость газов вначале уменьшается, а затем возрастает, пройдя через минимум. Причем, температура минимальной растворимости различных газов возрастает с увеличением размера молекулы газа [31]. Температура минимальной растворимости газов зависит от давления (рис. V.11).

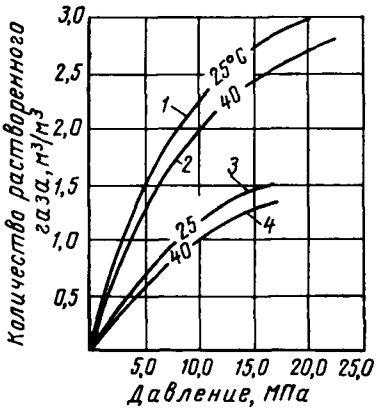


Рис. V.10. Кривые растворимости саратовского газа в чистой и соленой воде при различных температурах и давлениях (по данным ВНИИ).

1, *2* — дистиллированная вода; *3*, *4* — 2М раствор NaCl

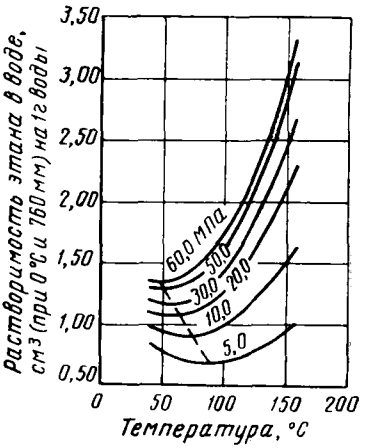


Рис. V.11. Изменение температуры минимальной растворимости этана в зависимости от давления.

С повышением минерализации ухудшается растворимость газов в воде. По данным ВНИИ растворимость азота в дистиллированной воде, например, при $p = 150$ кгс/см² (14,7 МПа) и $t = 25°$ С составляет около 1,52 м³/м³, а в четырехмолярном растворе лишь около 0,48 м³/м³, т. е. более чем в 3 раза меньше.

Растворимость различных газов в воде определяется по соотношению (V.21). Константы равновесия компонентов природного газа приведены в работе [31]. Они не зависят от состава и являются функцией только температуры и давления. (В общем случае константы равновесия компонентов и в водных системах также зависят от состава газа. Однако естественный газ состоит в основном из метана и влиянием других составляющих на перераспределение компонентов пренебрегают.) В табл. 4, 5 и 6 (см. приложения) приведены некоторые значения констант равновесия для метана, этана и пропана.

Влияние содержащихся в пластовой воде солей на растворимость природного газа учитывается уравнением Сеченова

$$N_i'^{*} = N_i' \cdot 10^{-a_i n} \text{ или } b_i^{*} = b_i^{-a_i n}, \qquad (V.22)$$

где a_i — коэффициент Сеченова, характеризующий влияние данной соли на растворимость i-го газового компонента;

n — концентрация растворенной в воде соли в г-экв/л;

$N_i'^{*}$ — мольная доля газовой компоненты в воде, содержащей растворенные соли.

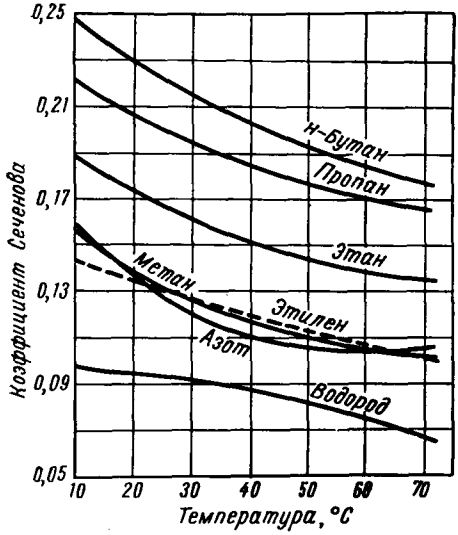


Рис. V.12. Коэффициент Сеченова для основных составляющих природных газов.

Согласно уравнению Сеченова

$$K_i' = K_i \cdot 10^{a_i n}. \qquad (V.23)$$

Здесь K_i' — константа равновесия в минерализованной воде.

На рис. V.12 приведены значения коэффициентов Сеченова для основных составляющих природных газов. Считается, что величина давления на коэффициент Сеченова влияет незначительно и поэтому для расчетов можно использовать коэффициенты Сеченова, определенные для атмосферных условий. Степень минерализации начинает заметно влиять на коэффициент Сеченова при концентрации солей превышающей 0,5 моль/л. Влияние состава солей, давления и других факторов на коэффициент Сеченова изучено недостаточно и обычно поправки на эти факторы не учитываются.

Пример [31]. Газовая залежь содержит газ следующего состава: CH_4 — 94%, C_2H_6 — 4%; C_3H_8 — 2%. Пластовое давление 20,0 МПа, пластовая температура — 60° С. Плотность пластовой воды $\rho = 1{,}15$ г/см³. В ней содержится в 1 дм³ 234 г солей ($n = 4$ г-экв/л). Найти содержание газовых компонентов, растворенных в пластовой воде, находящейся в фазовом равновесии с газом газовой залежи.

По табл. 4, 5 и 6 (см. приложения) находим константы равновесия газовых компонентов, растворяющихся в неминерализованной воде при $t = 60°$ С и $p = 20$ МПа.

$$K_{CH_4} = 456; \quad K_{C_2H_6} = 940; \quad K_{C_3H_8} = 2000.$$

По рис. V.12 коэффициенты Сеченова для компонентов газа при 60° С будут равны:

$$a_{CH_4} = 0{,}105; \quad a_{C_2H_6} = 0{,}138; \quad a_{C_3H_8} = 0{,}171.$$

Используя уравнение (V.23), находим константы равновесия газовых компонентов для пластовой воды с минерализацией $n = 4$ г-экв/л:

$$K'_{CH_4} = 456 \cdot 10^{4 \cdot 0{,}105} = 456 \cdot 2{,}63 = 1200;$$

$$K'_{C_2H_6} = 940 \cdot 10^{4 \cdot 0{,}138} = 940 \cdot 3{,}56 = 3346;$$

$$K'_{C_3H_8} = 2000 \cdot 10^{4 \cdot 0{,}171} = 2000 \cdot 4{,}83 = 9660.$$

По уравнению

$$K'_i = \frac{N''_i}{N'^*_i}$$

находим содержание растворенных в пластовой воде компонентов в мольных долях:

$$N'^*_{CH_4} = \frac{0{,}94}{1200} = 0{,}78 \cdot 10^{-3}; \quad N'^*_{C_4H_8} = \frac{0{,}04}{3346} = 0{,}0119 \cdot 10^{-3};$$

$$N'^*_{C_3H_8} = \frac{0{,}02}{9660} = 0{,}0021 \cdot 10^{-3}.$$

По уравнению (V.20) определяем содержание растворенных компонентов газа в *см*^{3} на 1 *г* воды:

$$b^*_{CH_4} = 0{,}97; \quad b^*_{C_2H_6} = 0{,}0149; \quad b^*_{C_3H_8} = 0{,}0026.$$

Коэффициенты b^*_i и C^*_i связаны соотношением (см. формулу (V.18)):

$$b^*_i = \frac{C^*_i}{\left(1 - \frac{q}{100}\right) d}, \tag{V.24}$$

где q — содержание солей в водном растворе в % по массе;
d — плотность водного раствора солей в г/см^3,

$$q = \frac{Q}{10d}.$$

Здесь Q — масса солей, содержащихся в 1 дцм^3 пластовой воды.
По формуле (V.24) найдем

$$C^*_{CH_4} = 0{,}885 \text{ см}^3/\text{см}^3; \quad C^*_{C_2H_6} = 0{,}0136 \text{ см}^3/\text{см}^3;$$

$$C^*_{C_3H_8} = 0{,}0023 \text{ см}^3/\text{см}^3.$$

ГЛАВА VI

МОЛЕКУЛЯРНО-ПОВЕРХНОСТНЫЕ СВОЙСТВА СИСТЕМЫ НЕФТЬ — ГАЗ — ВОДА — ПОРОДА

§ 1. РОЛЬ ПОВЕРХНОСТНЫХ ЯВЛЕНИЙ ПРИ ДВИЖЕНИИ НЕФТИ, ВОДЫ И ГАЗА В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ

Нефтяной пласт представляет собой огромное скопление капиллярных каналов и трещин, поверхность которых очень велика. Мы уже видели, что иногда поверхность поровых каналов 1 $м^3$ нефтесодержащих пород составляет несколько гектаров. Поэтому закономерности движения нефти в пласте и ее вытеснения из пористой среды наряду с объемными свойствами жидкостей и пород (вязкость, плотность, сжимаемость и др.) во многом зависят от свойств пограничных слоев соприкасающихся фаз и процессов, происходящих на поверхности контакта нефти, газа и воды с породой.

Более интенсивное проявление свойств пограничных слоев по мере диспергирования (дробления) тела обусловлено возрастанием при этом числа поверхностных молекул по сравнению с числом молекул, находящихся внутри объема частиц. В результате с ростом дисперсности системы явления, происходящие в поверхностном слое, оказывают все большее влияние на движение воды и газа в нефтяных и газовых коллекторах.

Поверхностные явления и поверхностные свойства пластовых систем, по-видимому, сказались также и на процессах формирования нефтяных и газовых залежей. Так, например, степень гидрофобизации поверхности поровых каналов нефтью, строение газо-нефтяного и водо-нефтяного контактов, взаимное расположение жидкостей и газов в пористой среде, количественное соотношение остаточной воды и нефти и некоторые другие свойства пласта, обусловлены поверхностными и капиллярными явлениями, происходившими в пласте в процессе формирования залежи.

Очевидно также, что важнейшую проблему увеличения нефтеотдачи пластов нельзя решить без детального изучения процессов, происходящих на поверхностях контакта минералов с пластовыми жидкостями и свойств тонких слоев жидкостей, соприкасающихся с породой.

§ 2. ЗАВИСИМОСТЬ ПОВЕРХНОСТНОГО НАТЯЖЕНИЯ ПЛАСТОВЫХ ЖИДКОСТЕЙ ОТ ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ

По поверхностному натяжению пластовых жидкостей на различных поверхностях раздела можно судить о свойствах соприкасающихся фаз, о закономерностях взаимодействия жидких и твердых тел, о процессах адсорбции, о количественном и качественном составе полярных компонентов в жидкости, об интенсивности проявления капиллярных сил и т. д. Влияние температуры и давления на поверхностное натяжение жидкостей можно установить исходя из молекулярного механизма возникновения свободной поверхностной энергии и энергетической сущности поверхностного натяжения.

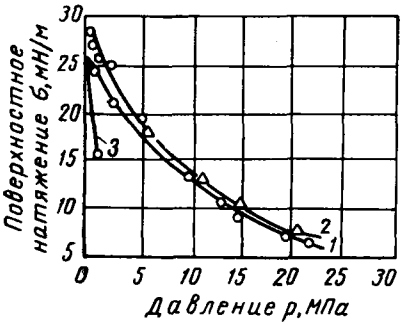


Рис. VI.1. Зависимость поверхностного натяжения небитдагской нефти от давления.

1 — на границе с метаном (при $t = 20°$ С);
2 — на границе с метаном (при $t = 60°$ С);
3 — на границе с этан-пропановой смесью.

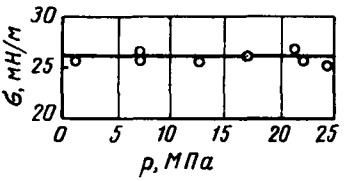


Рис. VI.2. Поверхностное натяжение туймазинской нефти на границе с водой при различных давлениях и $t = 20°$ С.

С повышением температуры уменьшается поверхностное натяжение чистой жидкости на границе с паром, что связано с ослаблением межмолекулярных сил с ростом температуры. Эта зависимость определяется следующей формулой:

$$\sigma_t = \sigma_0 (1 - \gamma t), \qquad \text{(VI.1)}$$

где σ_t и σ_0 — поверхностные натяжения системы (*мН/м*) при температурах t и 0°;

γ — температурный коэффициент поверхностного натяжения, сохраняющий свойства константы при температурах вдали от критической точки, в *град*$^{-1}$;

t — температура в °С.

В табл. VI.1 приведены температурные коэффициенты некоторых жидкостей.

С увеличением давления поверхностное натяжение жидкости на границе с газом понижается. Это связано с уменьшением свободной поверхностной энергии вследствие сжатия газа и его растворения в жидкости. В табл. VI.2 приведены результаты измерений поверхностного натяжения воды при различных температурах и давлениях.

Таблица VI.1

Температурные коэффициенты некоторых жидкостей

Вещество	Температурный коэффициент γ, 1/град	Поверхностное натяжение при 20° С, мН/м
Ртуть	0,00035	465
Вода	0,002	72,75
Уксусная кислота	0,0038	23,5
Этиловый спирт	0,0022	22,3

Еще более сложная зависимость поверхностного натяжения нефти от давления на границе с газом. Хотя ее общий характер остается таким же, как и для воды, количественные изменения σ на границе с газом для нефти с увеличением давления зависят от многих дополнительных факторов — химического состава нефти, количества растворенного газа и его состава, природы полярных компонентов и их количества и т. д. На рис. VI.1 приводятся результаты измерений поверхностного натяжения нефтей на границе с газом при различных давлениях, полученные М. М. Кусаковым, Н. М. Лубман и А. Ю. Кошевник. Оказалось, что чем выше растворимость газа, тем интенсивнее уменьшается поверхностное натяжение нефти с повышением давления.

Таблица VI.2

Поверхностное натяжение воды на границе с газом при различных температурах и давлениях

Давление, МПа	Поверхностное натяжение в *мН/м* при температуре в °С		Давление, МПа	Поверхностное натяжение в мН/м при температуре в °С	
	25	65		25	65
0	—	67,5	6,92	55,9	50,4
0,69	71,1	63,2	10,30	51,6	46,5
1,72	65,5	58,8	13,76	47,9	42,3
3,45	61,6	55,5	18,64	44,1	39,5

Поверхностное натяжение дегазированной малополярной нефти на границе с водой в пределах давлений, встречающихся в промысловой практике, мало зависит от давления и температуры (рис. VI.2). Это объясняется относительно небольшим и примерно одинаковым изменением межмолекулярных сил каждой из жидкостей с увеличением давления и температуры, так что соотношение их остается постоянным.

При наличии в нефти воднорастворимых полярных компонентов поверхностное натяжение ее на границе с водой может увеличи-

ваться с ростом давления и температуры вследствие растворения этих компонентов в воде.

Сложный характер имеет зависимость поверхностного натяжения нефти на границе с водой от давления и температуры в условиях насыщения нефти газом (рис. VI.3). Это обусловлено изменением концентрации полярных компонентов в поверхностном слое нефти при растворении в ней газа.

В связи со значительно большей растворимостью газа в нефти поверхностное натяжение нефти на границе с газом с увеличением давления насыщения (при постоянной температуре) будет уменьшаться интенсивнее, чем для воды. Это значит, что с ростом давления увеличивается и разница поверхностных натяжений нефти и воды на границе с газом, а, следовательно, и межфазное натяжение между ними.

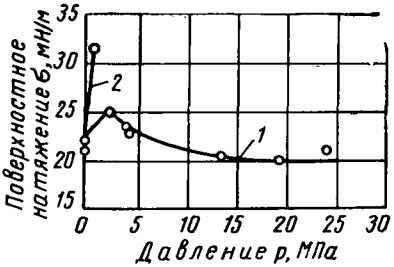


Рис. VI.3. Зависимость поверхностного натяжения нефтидагской нефти на границе с водой от давления при температуре 20° С.

1 — при насыщении обеих фаз метаном; *2* — при насыщении обеих фаз этан-пропановой смесью.

По результатам измерения поверхностного натяжения нефти на границе с водой в зависимости от давления насыщения нефти газом по ряду месторождений видим, что рост поверхностного натяжения при этом может составлять значительную величину (3—6 мН/м и более) при изменении давления в пределах от 0 до 26,5 МПа.

Повышение температуры сопровождается ухудшением растворимости газа и увеличением коэффициента сжимаемости нефти. Поэтому поверхностное натяжение ее на границе с водой с повышением температуры должно уменьшаться. Следовательно, рост давления и температуры действует в противоположных направлениях и в результате в отдельных случаях возможно, что изменения поверхностного натяжения не будет.

Исходя из энергетической сущности поверхностного натяжения, используя правило Антонова [1] и учитывая другие соображения, можно высказать соответствующие предположения о зависимости поверхностного натяжения нефти на границе с водой от давления и температуры в области выше давления насыщения. Однако эти вопросы исследованы еще недостаточно, и поэтому пока можно строить лишь более или менее правдоподобные качественные предположения.

---

[1] Согласно правилу Антонова межфазное натяжение двух жидкостей σ_{AB} (если известно поверхностное натяжение σ_A и σ_B их насыщенных растворов на границе с воздухом) определяется соотношением

$$\sigma_{AB}=\sigma_A-\sigma_B.$$

Значительные изменения поверхностного натяжения нефти на различных поверхностях раздела в зависимости от давления и температуры в пластовых условиях необходимо учитывать при оценке капиллярных процессов в пористой среде. На границе с газом значение капиллярных давлений может быть меньше, чем это наблюдается в лабораторных условиях при низких давлениях. На разделе нефть — вода с ростом давления интенсивность капиллярных процессов может возрастать.

Как уже отмечалось, весьма ценные данные о нефти и ее свойствах можно получить при специальных измерениях поверхностного натяжения. Например, по поверхностному натяжению на границе с воздухом воднощелочных вытяжек из нефти, оценивают содержание примесей в ней кислотного характера, которые омыляются при контакте нефти со щелочной водой и переходят в воду. Такие определения, как мы увидим впоследствии, имеют большое значение для оценки нефтевымывающих свойств воды.

Для определения характеристики омыляемой части нефти обычно готовят воднощелочные вытяжки путем настаивания нефти в контакте с равными объемами растворов NaOH различной концентрации.

§ 3. СМАЧИВАНИЕ И КРАЕВОЙ УГОЛ. РАБОТА АДГЕЗИИ. ТЕПЛОТА СМАЧИВАНИЯ

Величину поверхностного натяжения твердого тела непосредственно измерить трудно. Поэтому для исследования процессов взаимодействия твердых тел с жидкостями и газом пользуются косвенными методами изучения поверхностных явлений, протекающих на контактах между твердыми и жидкими телами. К таким методам относятся измерение работы адгезии[1], исследование теплоты смачивания и углов избирательного смачивания и т. д.

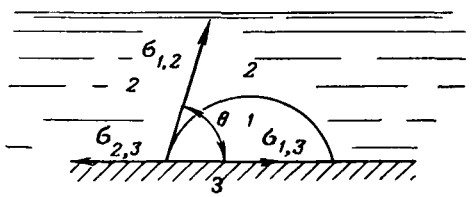


Рис. VI.4. Форма капли, обусловленная поверхностными натяжениями на различных границах соприкасающихся фаз.

Если на поверхность твердого тела нанести каплю жидкости, то под действием молекулярных сил она растекается по поверхности твердого тела и принимает форму линзы (рис. VI.4).

Угол θ, образованный касательной к капле в точках ее периметра, зависит от поверхностных натяжений $\sigma_{1,3}$, $\sigma_{1,2}$, и $\sigma_{2,3}$ на разделах фаз 1—3, 1—2 и 2—3. (В нефтяной литературе принято условно обозначать цифрой 1 водную фазу, цифрой 2 углеводородную жид-

[1] Адгезия измеряется работой, которую надо затратить, чтобы оторвать твердое тело от жидкости в направлении нормали к поверхности раздела.

кость или газ и цифрой 3 твердое тело.) Угол всегда отсчитывают от касательной в сторону фазы 1.

Из условия равновесия векторов (предполагая, что краевой угол θ отвечает термодинамическому равновесию) получим

$$\sigma_{3,2} = \sigma_{3,1} + \sigma_{1,2}\cos\theta, \qquad \text{(VI.2)}$$

откуда

$$\cos\theta = \frac{\sigma_{3,2} - \sigma_{3,1}}{\sigma_{1,2}} = B. \qquad \text{(VI.3)}$$

В этих уравнениях величины $\sigma_{3,2}$ и $\sigma_{3,1}$ практически неизвестны. Поэтому о соотношении поверхностных натяжений $\sigma_{3,1}$ и $\sigma_{3,2}$ (т. е. о процессах, происходящих на границе твердого тела с другими фазами) судят по углу θ, который служит мерой смачивания жидкостями поверхности твердого тела и, следовательно, представляет косвенную характеристику взаимодействия твердого тела с другими фазами.

Величина θ, если исключить влияние силы тяжести, не зависит от размеров капли и определяется лишь молекулярными свойствами поверхности твердого тела и соприкасающихся фаз. Поэтому, исходя из теории поверхностных явлений, можно установить связь краевого угла смачивания θ с поверхностным натяжением между твердым телом и жидкостью. Например, поверхность должна лучше смачиваться той жидкостью, которая обладает меньшей разностью полярностей между твердым телом и жидкостью, т. е. меньшей величиной поверхностного натяжения на их разделе (рис. VI.4). Высокополярные жидкости, т. е. жидкости с высоким поверхностным натяжением, хуже смачивают твердую поверхность, чем жидкости малополярные (т. е. обладающие меньшим поверхностным натяжением). Например, такая высокополярная жидкость, как ртуть, смачивает только некоторые металлы; вода — жидкость, менее полярная, чем ртуть, поэтому вода смачивает, кроме металлов, многие минералы и кристаллические соли; малополярные масла смачивают на границе с воздухом все известные твердые тела.

По величине угла избирательного смачивания, образующегося при контакте воды, нефти и породы, наряду с другими параметрами можно судить о качестве вод и их отмывающей и нефтевымывающей способности. Лучше отмывают нефть воды, хорошо смачивающие породу. Поэтому изучению явлений смачивания в нефтепромысловом деле уделяется очень большое внимание.

Величина угла смачивания зависит от множества факторов: механического строения поверхности, адсорбции на ней воздуха и других веществ, от ее загрязнения, электрического заряда и т. д.

Особо большое влияние на угол смачивания оказывают процессы адсорбции в связи с изменением химического строения поверхности твердого тела. Если при этом к поверхности ориентирована неполярная углеводородная цепь поверхностно-активных

веществ, то гидрофильные радикалы (—OH, —COOH, —CO, —COH и др.), обращенные в сторону жидкости, способствуют смачиванию поверхности водой. При обратной ориентации поверхность гидрофобизуется.

Интересно отметить, что радикалы, свободно ориентировавшиеся на поверхности жидкости, в зависимости от свойств фаз сохраняют эту ориентировку при быстром переходе жидкости в твердую фазу. В опытах Дево, например, воск и парафин, расплавленные и охлажденные на воздухе, давали гидрофобную поверхность, а охлажденные на границе с водой — гидрофильную. Точно также поверхность стеариновой кислоты, полученная на границе с воздухом, гидрофобна, а полученная на границе с водой и стеклом — гидрофильна.

Адсорбция полярных молекул на поверхности горных пород имеет большое значение при избирательном смачивании их водой и нефтью. Кварц, известняк и другие минералы, которым в основном представлены нефтесодержащие породы, по своей природе гидрофильны. Несмотря на это, все нефтесодержащие породы в значительной степени гидрофобизованы нефтью и часто очень плохо смачиваются водой или же обладают иногда, по-видимому, устойчивой гидрофобной поверхностью.

С процессами адсорбции тесно связаны явления статического гистерезиса смачивания, заключающиеся в задержке установления равновесного значения смачивания вследствие трения при перемещении периметра капли по поверхности твердого тела. Мерой статического гистерезиса смачивания может служить разность косинусов углов $\Delta B = B_{2,1} - B_{1,2}$ — см. формулу (VI.3). Эту формулу получаем при различном порядке смачивания твердой поверхности жидкостями 1 и 2. В присутствии адсорбционного слоя статический гистерезис смачивания резко возрастает.

В соответствии с изменением молекулярно-поверхностных характеристик жидкостей на различных поверхностях раздела с увеличением давления и температуры изменяется также угол смачивания. По результатам исследований Н. Д. Таирова и М. М. Кусакова краевой угол избирательного смачивания кварца растворами нефти на границе с водой при насыщении углеводородной жидкости и воды азотом (т. е. малорастворимым газом) не зависит от давления. Аналогичная закономерность наблюдается в данных условиях и для поверхностного натяжения нефти на границе с водой.

При растворении в нефти углеводородного газа, обладающего значительно лучшей растворимостью, чем азот, в нефти, с одной стороны, увеличивается относительное содержание неполярной части; это сопровождается уменьшением адсорбции и гидрофобизации поверхности. В результате вода лучше избирательно смачивает кварц при контакте с нефтью. С другой стороны, адсорбция поверхностно-активных веществ на поверхности породы увеличивает угол смачивания θ при повышении давления. В совокупности зависимость $\theta = f(p)$ с ростом давления от преобладания того или иного

фактора может иметь разный характер, а $\frac{\partial\theta}{\partial p}$ может быть положительной или отрицательной.

Щелочные воды лучше смачивают поверхность кварца и других минералов, слагающих пласт, чем морская и дистиллированная вода. Это связано с омылением органических кислот щелочами воды. Мыла, адсорбируясь на поверхности раздела нефть — вода и нефть — — порода — вода, способствуют гидрофилизации поверхности, т. е. уменьшению угла смачивания.

В атмосферных условиях величина угла смачивания пропорциональна поверхностной активности нефти. При высоких давлениях это условие нарушается.

Кроме измерения углов смачивания, взаимодействие жидких и твердых тел может быть исследовано путем изучения работы адгезии и теплот смачивания.

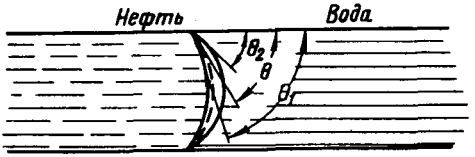


Рис. VI.5. Схема изменения углов смачивания при изменении направления движения мениска в капиллярном канале.

Работа адгезии по уравнению Дюпре оценивается величиной

$$W = \sigma_{3,2} + \sigma_{1,2} - \sigma_{3,1}, \qquad \text{(VI.4)}$$

где $\sigma_{1,2}$ — поверхностное натяжение жидкости на границе с воздухом;

$\sigma_{3,2}$ и $\sigma_{3,1}$ — поверхностное натяжение твердого тела на границе с воздухом и с жидкой фазой.

Неизвестные величины $\sigma_{3,1}$ и $\sigma_{3,2}$ из уравнения (VI.4) можно исключить, если использовать соотношение (VI.3) и (VI.2). Подставляя в уравнение Дюпре вместо $\sigma_{3,1}$ и $\sigma_{3,2}$ их значения из (VI.2), получим уравнение Дюпре — Юнга

$$W = \sigma_{1,2}(1 + \cos\theta). \qquad \text{(VI.5)}$$

Из соотношения

$$\sigma_{3,2} - \sigma_{3,1} = \sigma_{1,2}\cos\theta \qquad \text{(VI.6)}$$

следует, что при смачивании свободная энергия единицы поверхности твердого тела уменьшается на $\sigma_{1,2}\cos\theta$. Величину $\sigma_{1,2}\cos\theta$ принято называть натяжением смачивания.

Из уравнения (VI.5) следует, что на отрыв жидкости от поверхности твердого тела при полном смачивании, когда $\cos\theta = 1$, затрачивается работа $W = 2\sigma_{1,2}$, необходимая для образования двух жидких поверхностей.

Это значит, что при полном смачивании жидкость отрывается не от поверхности твердого тела, а происходит разрыв самой жидкости, т. е. при полном смачивании $\sigma_{1,2} \leqslant \sigma_{3,1}$.

Для гидрофобных поверхностей характерно соотношение $\sigma_{1,2} > > \sigma_{1,3}$, т. е. жидкость может отрываться от поверхности. При

$\theta = 180°$, т. е. при полной несмачиваемости жидкостью поверхности твердого тела, работа адгезии равна нулю. Следовательно, работа адгезии может служить показателем смачиваемости или прилипаемости жидкостей к поверхности твердого тела.

Адгезию можно измерить экспериментально. Опыты показывают, что при медленном отрыве, когда поверхностные силы успевают прийти в состояние равновесия, величины работы отрыва, подсчитанные по уравнению Дюпре — Юнга и определенные экспериментально, совпадают. С увеличением скорости отрыва работа адгезии возрастает, по-видимому, за счет возникающих электростатических сил. При этом заряды двойного слоя не успевают нейтрализоваться и электрические силы суммируются с силами адгезии.

Установлено, что при смачивании твердого тела жидкостью наблюдается выделение тепла, так как разность полярностей на границе твердое тело — жидкость меньше, чем на границе порошок — воздух. Для пористых и порошкообразных тел теплота смачивания обычно имеет значение от 1 до 125 кДж/кг и зависит от степени дисперсности твердого тела и от полярности жидкости [1].

Теплота смачивания характеризует степень дисперсности твердого тела и природу его поверхности. Большее количество тепла выделяется при смачивании той жидкостью, которая лучше смачивает твердую поверхность. Поэтому отношение теплот смачивания жидкости может служить термической характеристикой смачиваемости этой поверхности.

Более определенно степень гидрофильности или гидрофобности поверхности горных пород оценивают путем сравнения теплоты смачивания керна водой с теплотами смачивания полностью гидрофобизованной и гидрофилизованной породы. Среднее значение теплот смачивания нефтенасыщенных кернов ряда нефтяных месторождений Западной Сибири [2] колеблется от 6,3 до 24,4 кДж/кг.

Теплоты смачивания оцениваются в калориметрах высокой точности.

Поверхность горных пород отличается значительной неоднородностью по смачиваемости. Это можно объяснить многими причинами. Большое влияние на свойства поверхностей оказывают процессы адсорбции, которые зависят от большого многообразия факторов, связанных как с составом пластовых жидкостей и пород, так и с условиями их контакта в пласте. Свойства поверхности минералов, кроме явлений адсорбций, зависят и от процессов химического взаимодействия жидкостей и минералов, ионного обмена, растворения и электрокинетических явлений. Значительно влияет на эти процессы сложное строение самой поверхности минералов. Вследствие влияния на свойства поверхности горных пород большого числа факторов, избирательная смачиваемость их пластовыми жидкостями

---

[1] 1 кал = 4,1866 Дж; 1 ккал = 4,1868 кДж; 1 ккал/кг = 4,1868 кДж/кг.

[2] Рудаков Г. В., Зеленская Э. К. Определение теплоты смачивания нефтенасыщенных горных пород. «Нефтяное хозяйство», 1970, № 12.

может изменяться в широких пределах. Некоторые породы, по-видимому, полностью гидрофобизованы нефтью. Большинство же исследованных коллекторов газовых месторождений сложены гидрофильными породами.

§ 4. КИНЕТИЧЕСКИЙ ГИСТЕРЕЗИС СМАЧИВАНИЯ

В предыдущем параграфе явления смачивания рассматривались при равновесном состоянии системы. В пластовых же условиях чаще всего возникает передвигающийся трехфазный периметр смачивания, и, следовательно, наблюдаются неустановившиеся процессы, происходящие на поверхностях раздела фаз. Внешне при таком процессе изменяется угол смачивания в зависимости от скорости и направления движения менисков в капиллярных каналах.

Кинетическим гистерезисом смачивания принято называть изменение угла смачивания при передвижении по твердой поверхности трехфазного периметра смачивания.

При изучении кинетического гистерезиса смачивания установлены следующие общие закономерности.

Величина гистерезиса зависит от направления движения периметра смачивания, т. е. от того, происходит ли вытеснение с твердой поверхности воды нефтью или нефти водой (рис. .VI.5). Угол, образующийся при вытеснении нефти водой (θ_1), принято называть наступающим, а угол, образующийся при вытеснении воды нефтью (θ_2), — отступающим. При этом отступающий θ_2, наступающий θ_1 и статический 0 углы почти всегда находятся в соотношении $\theta_1 > \theta > \theta_2$.

Величина гистерезиса смачивания зависит от скорости перемещения трехфазной границы раздела фаз по твердой поверхности, а также от адсорбции на ней веществ и от шероховатости твердого тела.

С увеличением скорости вытеснения нефти водой из капиллярных каналов пористой среды вследствие гистерезисных явлений наступающий угол смачивания возрастает и может стать больше 90°, если даже в статических условиях поверхность капилляра гидрофильна (рис. VI.5).

Причины гистерезиса еще недостаточно изучены. Одни исследователи считают, что гистерезис обусловлен силами трения, вызываемыми неровностью поверхности, так как на полированных поверхностях он проявляется слабо.

Наиболее вероятной считается молекулярная природа гистерезиса. Он зависит от прочности сцепления с твердой поверхностью молекул соприкасающихся фаз. При вытеснении из пор нефти воде приходится удалять с твердой поверхности адсорбированные молекулы полярных компонентов нефти. Поэтому возникает дополнительное сопротивление растеканию воды по поверхности. В зависимости от порядка смачивания величина этих сил сопротивления неодинакова, чем и обусловлено отличие отступающих и наступающих углов.

Следует учитывать, что если энергия прилипания жидкости к твердой поверхности больше энергии сцепления молекул жидкости, то вытесняемая жидкость оставляет на поверхности пленку толщиной, соизмеримой с радиусом действия молекулярных сил. Это является одной из причин образования остаточной пленочной нефти в пласте.

В пластовых условиях гистерезис смачивания осложняется наличием остаточной воды, которая, по-видимому, способствует улучшению смачивания поверхности капиллярных каналов вытесняющей водой.

§ 5. СВОЙСТВА ПОВЕРХНОСТНЫХ СЛОЕВ ПЛАСТОВЫХ ЖИДКОСТЕЙ

О структуре поверхностного слоя существуют различные предположения.

Многие исследователи, изучающие строение и толщину тонких слоев жидкости, связывают образование пристенных слоев с поляризацией молекул и их ориентацией от поверхности твердого тела во внутренние области жидкости с образованием сольватных [1] слоев.

Особо сложное строение имеют слои нефти, контактирующие с горными породами пласта, так как взаимодействие поверхностно-активных веществ с минералами очень многообразно.

Замечено, например, что реагенты, применяемые во флотационной технике, могут закрепляться на поверхности минерала как в форме обычных трехмерных пленок, образующих самостоятельную фазу на поверхности минеральных частиц, так и в виде поверхностных соединений, не имеющих определенного состава и не образующих отдельной самостоятельной фазы.

Наконец, реагенты могут концентрироваться в диффузионной части двойного электрического слоя, а не на самой поверхности раздела фаз.

Поверхностно-активные компоненты, по-видимому, всегда концентрируются не только на поверхности, но и в трехмерном объеме вблизи поверхности раздела.

Многими исследователями были сделаны попытки измерять толщину пленки различных жидкостей на твердых телах. Так, например, по результатам измерений Б. В. Дерягина и М. М. Кусакова толщина смачивающих пленок водных растворов солей на различных твердых плоских поверхностях составляет около 10^{-5} см (100 нм). Эти слои отличаются от остальной части жидкости структурой и механическими свойствами — упругостью на сдвиг и повышенной вязкостью. Установлено, что свойства жидкости в поверхностном слое изменяются также вследствие ее сжатия. Например, плотность

---

[1] Сольватными называют полимолекулярные слои ориентированных молекул, адсорбирующихся поверхностью зерен породы. Сольватные пристенные слои в порах пласта, заполненных нефтью, состоят из поверхностно-активных и других компонентов нефти.

адсорбированной силикагелем воды по некоторым измерениям составляет 1027—1285 кг/м³.

Особыми свойствами обладают также адсорбционные и связанные с ними сольватные оболочки на разделах фаз в нефтяном пласте. Некоторые составные части нефти могут образовывать гелеобразные структурированные адсорбционные слои (с необычными — аномальными свойствами) с высокой структурной вязкостью, а при высоких степенях насыщения адсорбционного слоя — с упругостью и механической прочностью на сдвиг.

Исследования показывают, что в состав поверхностных слоев на разделе нефть — вода входят нафтеновые кислоты, низкомолекулярные смолы, коллоидные частицы высокомолекулярных смол и асфальтенов, микрокристаллы парафина, а также частицы минеральных и углеродистых суспензий. Предполагается, что поверхностный слой на разделе нефть — вода образуется в результате скопления минеральных и углеродистых частиц, а также микрокристаллов парафина под влиянием избирательного смачивания водной фазой гидрофильных участков их поверхности. Адсорбирующиеся на этой же поверхности раздела асфальто-смолистые вещества, переходящие в гелеобразное состояние, цементируют частицы парафина и минералов в единый монолитный слой. Поверхностный слой еще более утолщается вследствие сольватизации гелей асфальто-смолистых веществ со стороны нефтяной фазы.

Особые структурно-механические свойства поверхностных слоев обусловливают стабилизацию различных систем и, в частности, высокую устойчивость некоторых водонефтяных эмульсий.

Существование адсорбционных слоев на разделе остаточная вода — нефть, по-видимому, оказывает также некоторое задерживающее влияние на процессы смешиваемости нагнетаемых в пласт вод с остаточными.

§ 6. РАСКЛИНИВАЮЩЕЕ ДЕЙСТВИЕ ТОНКИХ СЛОЕВ ЖИДКОСТИ. ОПЫТЫ ДЕРЯГИНА. ЭФФЕКТ РЕБИНДЕРА

Жидкость, смачивающая твердое тело, проникая в тонкие трещины, способна играть роль клина и раздвигать ее стенки, т. е. тонкие слои жидкости обладают расклинивающим действием [1]. Это свойство тонких слоев проявляется также при сближении твердых поверхностей, погруженных в жидкость. По исследованиям Б. В. Дерягина расклинивающее действие возникает при условии, если толщина слоя h жидкости, раздвигающей поверхности трещины, меньше некоторой величины $h_{кр}$. При $h > h_{кр}$ расклинивающее действие равно нулю и при $h < h_{кр}$ оно возрастает с уменьшением толщины жидкого слоя, т. е. с момента $h \leqslant h_{кр}$ для сближения поверхностей частиц необходимо приложить к ним внешнюю нагрузку.

[1] Понятие «расклинивающее» действие введено Б. В. Дерягиным.

Факторами, создающими расклинивающее действие, являются силы ионно-электростатического происхождения и особое агрегатное состояние полярных жидкостей вблизи граничных поверхностей.

Ранее упоминалось, что свойства сольватного слоя на поверхности твердого тела резко отличаются от свойств остальной части жидкости. Этот (сольватный) слой можно рассматривать как особую граничную фазу. Поэтому при сближении частиц до расстояний меньших двойной толщины сольватных слоев к частицам необходимо прикладывать внешнюю нагрузку.

Расклинивающее давление ионно-электростатического происхождения возникает из-за изменений концентрации ионов в слое, разделяющем частицы и в окружающем их растворе.

По результатам опыта расклинивающее действие тем больше, чем прочнее связь между жидкостью и поверхностями твердого тела. Его можно усилить, если ввести в жидкость поверхностно-активные вещества, хорошо адсорбируемые поверхностью твердого тела. На этом явлении основан эффект Ребиндера [1]. Сущность его заключается в том, что небольшие количества поверхностно-активных веществ вызывают резкое ухудшение механических свойств твердого тела. Адсорбционное понижение прочности твердых тел зависит от многих факторов. Оно усиливается, если тело подвергается растягивающим усилиям и если жидкость хорошо смачивает поверхность.

Эффект адсорбционного понижения прочности используется в бурении скважин. При использовании в качестве промывочных жидкостей растворов, содержащих специально подобранные поверхностно-активные вещества, заметно облегчается бурение твердых пород.

§ 7. ИЗМЕРЕНИЕ УГЛОВ СМАЧИВАНИЯ

Для изучения смачиваемости поверхности твердых тел и смачивающих свойств жидкостей широко пользуются оптической скамьей. При этом каплю жидкости, нанесенную на твердую поверхность минерала (шлиф) или горной породы, проектируют с помощью оптической системы в увеличенном виде на экран из матового стекла. Краевой угол смачивания θ измеряют по изображению, полученному на матовом стекле, или по фотографии капли.

С помощью оптической скамьи можно измерить как статические, так и кинетические углы смачивания. Если первые определяются для общей физико-химической характеристики нефтесодержащих пород и смачивающих свойств вод, то кинетические углы важно знать при изучении избирательного смачивания пород в процессе вытеснения нефти водой из пористых сред и для оценки знака и величины капиллярного давления в поровых каналах.

---

[1] Горюнов Ю. В., Перцов Н. В., Сумм Б. Д. «Эффект Ребиндера». М., изд-во «Наука», 1966.

Для измерения угла смачивания, образующегося на границе различных сред при движении раздела фаз, предложено много методов.

По одному из них измеряют краевой угол смачивания, образуемый поверхностью жидкости и погруженной в нее наклонной пластинкой минерала при погружении или поднятии последней с соответствующей скоростью. При другом способе измеряются краевые углы натекания и оттекания, образуемые каплей жидкости на наклонной твердой поверхности. В третьем динамика изменения угла смачивания создается путем отсасывания капиллярной пипеткой нефти или воды из капли. При уменьшении объема капли нефти возникает наступающий угол смачивания, при увеличении ее — отступающий. Наконец, углы смачивания в динамике можно измерить при медленном движении мениска в капилляре.

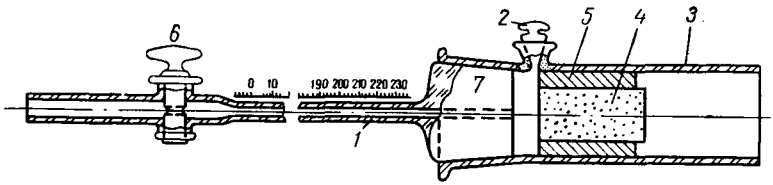


Рис. VI.6. Схема одного из вариантов прибора З. В. Волковой.

Упомянутые методы измерения кинетических углов избирательного смачивания не воспроизводят пластовых условий и их нельзя применять для оценки краевых углов смачивания, возникающих при движении водо-нефтяного контакта в пористой среде.

Некоторое представление о смачивающих свойствах вод и природе поверхности поровых каналов можно получить, измеряя скорость пропитывания пористой среды жидкостью или капиллярного вытеснения этой жидкости другой. Для изучения процессов капиллярного пропитывания и взаимного вытеснения нефти и воды обычно используются приборы З. В. Волковой (рис. VI.6).

В стеклянную трубку *3* при помощи резинового уплотнения *5* вставляют изучаемый песчаник *4*, насыщенный остаточной водой и нефтью. Капилляр *1*, наполненный вытесняющей жидкостью до конца расширенной части, соединяется с трубкой *3* на шлифе *7*. Пространство между торцом образца и пробкой капилляра сообщается с атмосферой при помощи отвода с пробкой *2*. На трубке *1* нанесены деления, по которым можно определить количество вошедшей в керн под действием капиллярных сил воды в различные моменты времени. При изучении процесса капиллярного вытеснения нефти трубка наполняется водой и после соединения шлифа *7* открываются пробка *2* и кран *6*. Прибор слегка наклоняют и после того, как жидкость достигает торца песчаника, пробка *2* закрывается, прибор вновь устанавливают в горизонтальное положение и проводят наблюдение за процессом капиллярного вытеснения нефти водой.

Аналогичные приборы созданы также для изучения процессов капиллярного вытеснения при высоких давлениях. Пористую среду, состоящую из капилляров различных диаметров с большим разнообразием геометрических форм, можно заменить идеальным грунтом со средним радиусом пор. Тогда зависимость длины смоченного слоя породы l от времени t только под действием капиллярных сил можно приближенно оценить по формуле З. В. Волковой

$$l^2 = \frac{\sigma \cos \theta}{2\mu} rt, \qquad \text{(VI.7)}$$

где l — длина смоченного слоя породы к моменту времени t;
σ — поверхностное натяжение;
θ — угол смачивания;
r — средний «радиус» пор; [1]
μ — вязкость жидкости.

Уравнение (VI.7) действительно для пропитывания пористой среды жидкостью (вязкость воздуха принята равной нулю).

При вытеснении из породы менее смачивающей фазы лучше избирательно смачивающей жидкостью уравнение зависимости l от t для горизонтального пропитывания имеет вид:

$$l^2 + \frac{2l_0\mu_1}{\mu - \mu_1} l = \frac{\sigma \cos \theta}{2(\mu - \mu_1)} rt, \qquad \text{(VI.8)}$$

где l_0 — общая длина пористой среды;
μ — вязкость вытесняющей жидкости;
μ_1 — вязкость вытесняемой жидкости.

Уравнение (VI.8), основанное на классических законах капиллярности, действительно только для единичных капилляров, так как не учитывает специфических особенностей строения и свойств пористых сред и многообразие явлений, происходящих в процессе их пропитывания.

Основные препятствия, затрудняющие использование уравнений З. В. Волковой для расчета углов избирательного смачивания пористых сред по данным капиллярного пропитывания, состоят в образовании в поровом пространстве смесей жидкостей, что не учитывается уравнением (VI.8), а также в трудности определения параметра r, характеризующего геометрию порового пространства образца и одновременно свойства жидкостей. Кроме того, уравнение (VI.8) не учитывает зависимость угла смачивания и поверхностного натяжения от скорости движения мениска.

Следует отметить, что на результаты пропитывания образца оказывают также некоторое влияние специфические особенности строения прибора, используемого для изучения процесса (сопротивление капилляра прибора Волковой, степень его смачиваемости

[1] Строго говоря, величина r зависит при пропитывании также от свойств жидкости, поэтому r в формуле (VI.7) можно лишь условно принимать за средний радиус пор.

и т. д.). Следовательно, необходимо в процессе опыта также учесть еще и «постоянную» прибора. Поэтому уравнения З. В. Волковой можно использовать для изучения свойств пористых сред, лишь введя поправочный коэффициент α, учитывающий отклонение процесса пропитывания реальных образцов от теоретического его хода, описываемого уравнением (VI.8):

$$l^2 + \frac{2l_0\mu_1}{\mu - \mu_1} l = \alpha \frac{\sigma \cos \theta}{2(\mu - \mu_1)} rt. \qquad \text{(VI.9)}$$

Однако уравнение (VI.9), описывающее процесс пропитывания, оказывается еще более неопределенным вследствие появления коэффициента α.

Затруднения при использовании уравнений (VI.8) и (VI.9) можно в какой-то степени устранить, если для приближенных оценок свойств внутренних поверхностей пористых сред применить «метод двойного опыта». Сущность этого метода заключается в том, что вначале с исследуемой пористой средой проводится опыт по капиллярному пропитыванию в условиях, когда угол смачивания может считаться известным. Например, можно принять угол смачивания приблизительно равным 30° при пропитывании водой сухих или насыщенных неполярными углеводородными жидкостями искусственных гидрофильных образцов, изготовленных спеканием в муфельных печах или сцементированных жидким стеклом или другими гидрофильными цементами.

У отмытых от нефти естественных гидрофобных кернов угол смачивания также можно принять равным 30° при пропитывании их чистыми углеводородными жидкостями.

Результаты первого опыта позволяют оценить неизвестное произведение αr. Далее проводится второй основной опыт по капиллярному вытеснению нефти из того же или смежного образца водой, смачивающие свойства которого необходимо определить. Угол смачивания по результатам второго опыта можно рассчитать по уравнению (VI.9), если предположить, что величина αr, определенная из данных первого опыта, осталась прежней.

Равенство «гидравлических радиусов» в обоих опытах более правдоподобно для начальных условий вытеснения при $t \to 0$. Следовательно, лучше судить о смачивающих свойствах воды не по длине смоченного слоя l к моменту времени t, а, например, по скорости капиллярного проникновения воды в образцы в начальный момент времени $v_{t \to 0} = \frac{dl}{dt}$, которая определяется по углу наклона касательной к кривой $l = f(t)$ при $t \to 0$.

Продифференцировав уравнение (VI.9) для условий проведения обоих опытов, имеем

$$2l'v_l' + \frac{2l_0'\mu_1'}{\mu' - \mu_1'} v_l' = \frac{\sigma' \cos \theta'}{2(\mu' - \mu_1')} \alpha r; \qquad \text{(VI.10)}$$

$$2l''v_l'' + \frac{2l_0''\mu_1''}{\mu'' - \mu_1''} v_l'' = \frac{\sigma'' \cos \theta''}{2(\mu'' - \mu_1'')} \alpha r, \qquad \text{(VI.11)}$$

где штрихи соответствуют параметрам первого и второго опытов.

Учитывая, что при $t \to 0$ также и $l' = l'' \to 0$, подставляя величину αr из (VI.10) в (VI.11), получим

$$\cos\theta'' = \frac{v''_{t\to 0} l''_0 \mu''_1 \sigma'}{v'_{t\to 0} l'_0 \mu'_1 \sigma''} \cos\theta'. \qquad \text{(VI.12)}$$

Здесь $v'_{t\to 0}$ и $v''_{t\to 0}$ — начальные скорости пропитывания в первом и втором опытах;

l'_0 и l''_0 — длины кернов;

μ'_1 и μ''_1 — вязкости вытесняемых жидкостей в первом и втором опытах;

σ' и σ'' — поверхностные натяжения воды на границе с углеводородными жидкостями.

Уравнение (VI.12) можно применять для расчета осредненных относительных углов смачивания по скоростям капиллярного пропитывания образца вытесняющей водой в начале процесса.

В лабораторной практике используются и различные другие методы оценки смачиваемости пород пластовыми жидкостями: методы, основанные на способности поверхности гидрофильного керна адсорбировать лишь определенные красители, некоторые из них основаны на зависимости флотируемости минералов от смачиваемости поверхности породы.

Для оценки относительной смачиваемости пористых сред могут быть использованы кривые «капиллярное давление — насыщенность». Известно, что при изменении смачивающих свойств жидкости эти кривые, снятые для одной и той же пористой среды, смещаются. Степень смещения кривых кроме изменений поверхностного натяжения, определяется также величиной $\cos\theta$ в первом и втором опытах.

ГЛАВА VII

ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ И ГАЗОМ ИЗ ПОРИСТЫХ СРЕД

§ 1. ИСТОЧНИКИ ПЛАСТОВОЙ ЭНЕРГИИ. СИЛЫ, ДЕЙСТВУЮЩИЕ В ЗАЛЕЖИ

Приток жидкости и газа из пласта в скважины происходит под действием сил, природа и величина которых зависят от видов и запасов пластовой энергии. В зависимости от геологического строения района и залежи приток нефти, воды и газа к скважинам обусловливается:

1) напором краевых вод;
2) напором газа, сжатого в газовой шапке;
3) энергией газа, растворенного в нефти и в воде и выделяющегося из них при снижении давления;
4) упругостью сжатых пород;
5) гравитационной энергией.

В зависимости от вида преимущественно проявляющейся энергии вводят понятия режимов работы залежи: водонапорный, режим газовой шапки (газонапорный), растворенного газа, упругий или упруго-водонапорный, гравитационный и смешанный. В практике эксплуатационных газовых месторождений встречаются залежи, геологические условия которых способствуют возникновению водонапорных, газовых или смешанных режимов. Водонапорный режим газовых месторождений возникает так же, как и у нефтяных залежей, при наличии активных краевых вод или при искусственном заводнении пласта. Газовый режим залежи (или режим расширяющегося газа) возникает при условии, когда единственным источником является энергия самого сжатого газа, т. е. когда пластовые воды не активны. Запасы пластовой энергии расходуются в основном на преодоление сил вязкого трения при перемещении жидкостей и газов сквозь породу к забоям скважин, на преодоление капиллярных и адгезионных сил.

Гидравлические сопротивления при движении жидкости в пористой среде пропорциональны скорости потока и вязкости жидкостей. Эти сопротивления в принципе аналогичны сопротивлению трения при движении жидкости в трубах. Но в отличие от движения жидкости в трубах характер течения их в микронеоднородной пористой среде

имеет свои особенности. По результатам наблюдения за движением воды и нефти в пористой среде видим, что в области водо-нефтяного контакта вместо раздельного фронтового движения образуется смесь воды и нефти. Жидкости в капиллярных каналах разбиваются на столбики и шарики, которые на время закупоривают поры пласта вследствие проявления капиллярных сил. Подобное образование смеси наблюдалось и в единичных капиллярах.

Чтобы представить механизм проявления капиллярных сил при движении водонефтяной смеси, остающейся позади водо-нефтяного контакта, рассмотрим условия движения столбика воды в цилиндрическом капилляре, заполненном и смоченном водой (рис. VII.1).

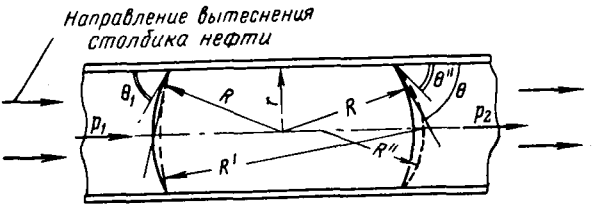


Рис. VII.1. Схема деформации капли в капилляре.

Под действием капиллярных сил столбик воды будет стремиться принять шарообразную форму, оказывая при этом давление p на пленку нефти между стенками капилляра и столбиком воды:

$$p = \frac{2\sigma}{R} - \frac{\sigma}{r}, \qquad \text{(VII.1)}$$

где σ — поверхностное натяжение на границе нефть — вода;

R — радиус сферической поверхности столбика воды;

r — радиус ее цилиндрической поверхности.

Под действием давления, развиваемого менисками, происходит отток жидкости из слоя, отделяющего столбик воды от стенок капилляра, продолжающийся до тех пор, пока пленка не достигнет равновесного состояния. Эти пленки обладают, по-видимому, аномальными свойствами, в частности повышенной вязкостью, и поэтому они неподвижны. Следовательно, с началом движения столбика воды в капилляре возникает сила трения, обусловливаемая давлением воды на стенки капилляра. Кроме того, прежде чем столбик воды сдвинется с места, мениски на границах фаз деформируются и займут положение, изображенное на рис. VII.1 пунктирными линиями. При этом капиллярное давление, создаваемое менисками, станет равным соответственно для левого и правого менисков:

$$p' = \frac{2\sigma}{R'} \text{ и } p'' = \frac{2\sigma}{R''}. \qquad \text{(VII.2)}$$

Разность этих давлений будет создавать силу, противодействующую внешнему перепаду давлений $(p_1 - p_2)$:

$$p_к = \frac{2\sigma}{R''} - \frac{2\sigma}{R'}. \qquad \text{(VII.3)}$$

Учитывая, что

$$R = \frac{r}{\cos\theta},$$

получим

$$p_к = \frac{2\sigma}{r}(\cos\theta'' - \cos\theta'). \qquad \text{(VII.4)}$$

Описанное явление, сопровождающееся возникновением дополнительных сопротивлений при движении пузырьков газа и несмешивающихся жидкостей в капиллярных каналах, впервые исследовано Жаменом и названо его именем. Многочисленные эффекты Жамена возникают также при движении газоводонефтяных смесей в пористой среде. Величина дополнительного сопротивления и капиллярного давления для единичных столбиков может быть и невелика. Но в пористой среде столбики и четки образуются в больших количествах и на преодоление капиллярных сил затрачивается значительная часть пластовой энергии. Капиллярные силы способствуют уменьшению проницаемости фаз.

В пористой среде водонефтяная смесь движется в капиллярах переменного сечения, при этом происходит деформация капель и четок. При переходе глобул и шариков нефти, воды или газа из широкой части канала в суженную вследствие неравенства радиусов кривизны менисков возникает противодавление

$$p = 2\sigma\left(\frac{1}{R_1} - \frac{1}{R_2}\right), \qquad \text{(VII.5)}$$

где R_1 и R_2 — радиусы кривизны менисков глобул в суженной и расширенной части канала.

Водонефтяные смеси могут образовываться на протяжении десятков и сотен метров. Если бы эффект Жамена проявлялся в пласте так же интенсивно, как и в цилиндрических капиллярах, движение жидкостей в пористой среде было бы затруднено. По-видимому, эффект Жамена в пласте в значительной степени ослабляется вследствие сжимаемости газовых пузырьков и упругости жидкости и пород пласта. При этом происходит сдвиг не сразу всей массы смеси, а отдельных ее участков. Кроме того, в каналах неправильной формы жидкости могут иметь обходные пути между стенками каналов и пузырьками воды или газа.

§ 2. ПОВЕРХНОСТНЫЕ ЯВЛЕНИЯ ПРИ ФИЛЬТРАЦИИ ПЛАСТОВЫХ ЖИДКОСТЕЙ. ПРИЧИНЫ НАРУШЕНИЯ ЗАКОНА ДАРСИ

На закономерности фильтрации жидкостей и газов в пористой среде влияют не только границы раздела, возникающие между нефтью, газом и водой, но также и поверхностные явления, происходящие на границах твердое тело — жидкость. По результатам опытов, проведенных П. А. Ребиндером, М. М. Кусаковым,

К. Е. Зинченко, при фильтрации через кварцевый песок углеводородных жидкостей с добавками полярных поверхностно-активных веществ (как индивидуальных углеводородов, так и самих нефтей) со временем скорость фильтрации затухает. Это можно объяснить образованием на поверхности поровых каналов адсорбционно-сольватных слоев, практически не участвующих в процессе движения и замедляющие фильтрацию, уменьшая эффективное сечение капилляров. Считается, что и в естественных условиях понижение скорости фильтрации может быть вызвано: 1) химической фиксацией адсорбционных слоев поверхностно-активных компонентов нефти, например, кислотного типа на активных местах поверхности минеральных зерен; 2) повышением содержания в нефти поверхностно-активных веществ за счет постепенного накопления в текущей нефти кальциевых и магниевых мыл.

В таких случаях может наблюдаться непрерывное замедление фильтрации со временем до полной закупорки поровых каналов вследствие возрастания толщины коллоидных пленок. Этим эффектом можно объяснить и процесс затухания проницаемости кварцевых песчаников при фильтрации сквозь них нефти, детально изученный Ф. А. Требиным при различных условиях фильтрации.

Ф. А. Требиным было установлено, что эффект затухания фильтрации нефтей исчезает с повышением температуры до 60—65° С и при увеличении перепадов давлений. С повышением депрессии до некоторого предела происходит срыв (размыв) возникших ранее адсорбционно-сальватных слоев. Эти явления служат одной из причин нарушения закона Дарси (нелинейный характер зависимости расхода от депрессии) при изменении режима фильтрации углеводородных жидкостей в пористой среде.

Аналогичные явления встречаются в промысловой практике. Дебиты скважин вследствие образования в пласте смоло-парафиновых отложений уменьшаются и для борьбы с ними прогревают призабойную зону или обрабатывают забой для удаления отложений другими средствами.

Следует, однако, отметить, что явления затухания фильтрации со временем, по-видимому, не свойственны большинству естественных пластов, и скважины эксплуатируются многие годы без снижения продуктивности. Снижение фильтрационных свойств пород при движении в них дегазированной нефти в лабораторных условиях связано с появлением в ней (в результате окисления, изменения состава нестойких соединений и охлаждения при хранении и транспортировке) комплексов, не свойственных естественным нефтям. По данным В. М. Березина и В. С. Алексеевой проницаемость естественных песчаников практически оказалась одинаковой для воздуха, неполярной жидкости и малоактивных (малополярных) нефтей Татарии и Башкирии [1]. По результатам их исследований при надле-

[1] Березин В. М., Алексеева В. С. Проницаемость продуктивных песчаников девона и угленосной толщи по нефти. Тр. УфНИИ, вып. 9—10, М., Гостоптехиздат, 1963.

жащем отборе и хранении дегазированных нефтей (без доступа воздуха, в темном помещении, при умеренных температурах) даже таких месторождений, как Арланское и Новохазинское, которые содержат асфальто-смолистые вещества в большем количестве, чем нефти других месторождений, фильтрация их в пористой среде происходит без затухания. Процесс образования асфальто-смолистых отложений в поровых каналах, по-видимому, более свойственен выработанным залежам с низким пластовым давлением и связан с нарушением равновесия в нефтегазовых растворах при выделении газовой фазы и изменениях температуры.

Другой причиной нарушения закона Дарси могут быть аномальные свойства жидкостей, связанные с отклонением от закона трения Ньютона. На рис. VII.2 приведена схема часто встречающейся зависимости средней скорости фильтрации нефти от перепада давления [1]. Как следует из этого рисунка, зависимость скорости фильтрации от перепада давления в пористой среде для неньютоновских систем может быть аппроксимирована двумя прямыми — пунктирной OA и линией CAB. На участке OA можно считать, что приближенно соблюдается закон Дарси. Для участка CAB закон фильтрации записывается в виде обобщенного закона Дарси для вязкопластичных сред:

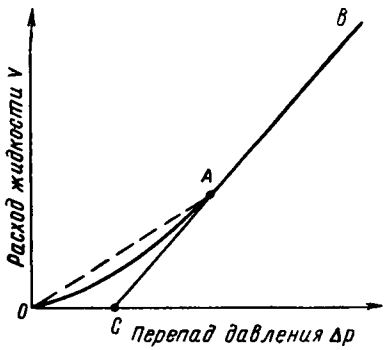


Рис. VII.2. Схематическая зависимость средней скорости фильтрации от перепада давления.

$$\bar{v} = -\frac{k}{\eta}\left(1 - \frac{p_0}{|\operatorname{grad} p|}\right)\operatorname{grad} p, \qquad \text{(VII.6)}$$

где $\bar{v}$ — скорость фильтрации;

η — структурная вязкость;

p_0 — модуль градиента давления на преодоление предельного напряжения сдвига;

k — проницаемость для вязкопластичной среды;

p — давление.

Кроме того, из рис. VII.2 следует, что закон фильтрации неньютоновских нефтей можно представить также степенным или смешанным законами.

По результатам исследований Б. И. Султанова [2] величина p_0

[1] Мирзаджанзаде А. Х., Хасаев А. М., Гурбанов Р. С., Ахмедов З. М. Газогидродинамические особенности разработки месторождений неньютоновских нефтей. «Нефтяное хозяйство», 1968, № 8.

[2] Султанов Б. И. «О фильтрации вязкопластических жидкостей в пористой среде. Изв. АН Азербайджанской ССР, серия физико-математич. и технич. наук, № 5, 1960.

зависит в случае линейного одноразмерного течения от безразмерного параметра

$$\alpha = \frac{\Delta p_0 \sqrt{k_1}}{l\tau_0}, \qquad \text{(VII.7)}$$

где k_1 — воздухопроницаемость;
l — длина пористой среды;
τ_0 — предельное напряжение сдвига.

По экспериментальным данным Б. И. Султанова $\alpha = (162-180)\ 10^{-4}$.

Опыт показывает, что в пористой среде структурные свойства проявляются не только у нефти, но и у воды [1]. Предполагается, что это связано с образованием в воде квазикристаллической решетки коллоидных частиц, которые фиксируются у стенок пористой среды на сравнительно далеких расстояниях поверхностными силами и за счет дипольного момента.

Однако установлено, что сдвиговая прочность наблюдается также и у чистых жидкостей при течении их через стеклянные капилляры, когда структурные свойства не могут быть связаны с возникновением квазикристаллической решетки коллоидных частиц. Сдвиговая прочность чистых жидкостей, вероятно, связана с их способностью к образованию молекулярных пространственных структур за счет связей различной природы. Установлено, например, что вода, спирты, фенолы и другие вещества способны образовывать ассоциации, характеризующиеся цепочечным строением квазиполимерной молекулы за счет водородной связи с возникновением пространственных сеток.

Следует учитывать, что электрокинетические явления, происходящие в пористой среде при фильтрации воды, также могут быть причиной кажущегося роста их вязкости в порах пласта (электровязкость).

§ 3. ЭЛЕКТРОКИНЕТИЧЕСКИЕ ЯВЛЕНИЯ В ПОРИСТЫХ СРЕДАХ

Эти явления связаны с наличием ионно-электростатических полей у границ поверхностей в растворах электролитов (двойной электрический слой). Распределение ионов в электролите у заряженной поверхности пористой среды имеет диффузный характер, т. е. противоионы не лежат в каком-то одном слое, за пределами которого электрическое поле отсутствует, а находятся у поверхности в виде «ионной атмосферы», возникающей вследствие теплового движения ионов и молекул жидкости. Концентрация ионов, наибольшая вблизи адсорбированного слоя, убывает с расстоянием от твердой поверхности до тех пор, пока не сравняется со средней их концентрацией в растворе.

---

[1] Бондаренко Н. Ф., Нерпин С. В. Сдвиговая прочность жидкостей и ее учет при исследовании поверхностных явлений. Исследования в области поверхностных сил. Сб. докладов III конференции по поверхностным силам. М., изд-во «Наука», 1967.

Область между диффузной частью двойного слоя и поверхностью твердого тела называют плотной частью двойного электрического слоя (слой Гельмгольца). На рис. VII.3 схематически показано распределение потенциала в двойном электрическом слое (при отсутствии специфической, т. е. неэлектростатической адсорбции). Толщина плотной части d двойного электрического слоя приблизительно равна радиусу ионов, составляющих слой. Толщина диффузной части λ двойного слоя в очень разбавленных растворах составляет несколько тысяч ангстрем.

При относительном движении твердой и жидких фаз скольжение происходит не у самой твердой поверхности, а на некотором расстоянии, имеющем размеры, близкие к молекулярным. Интенсивность электрокинетических процессов характеризуется не всей величиной скачка и потенциала между твердой фазой и жидкостью, а скачком между частью жидкости, неразрывно связанной с твердой фазой и остальным раствором (электрокинетический потенциал или ζ-потенциал).

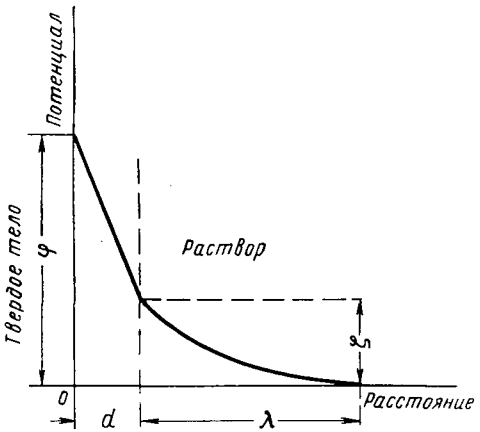


Рис. VII.3. Распределение потенциала в двойном электрическом слое.

φ — потенциал между поверхностью твердого тела и электролитом (термодинамический потенциал); ζ — потенциал диффузной части двойного слоя (электрокинетический потенциал).

Наличие двойного электрического слоя на границах разделов способствует возникновению электрокинетических явлений (электроосмоса, электрофореза, потенциала протекания и др.). Все они имеют общий механизм возникновения, связанный с относительным движением твердой и жидкой фаз. При течении электролита в пористой среде возникает электрическое поле (потенциал протекания). Если же к пористой среде приложить электрическое поле, то под влиянием ионов приходит в движение раствор электролита в связи с тем, что направленный поток избыточных ионов диффузного слоя увлекает за собой массу жидкости в пористой среде под действием трения и молекулярного сцепления. Это явление носит название электроосмоса. С наложением электрического поля на взвесь дисперсных частиц возникает движение дисперсной фазы, получившее название электрофореза. При этом частицы раздробленной твердой или жидкой фазы переносятся к катоду или аноду в массе неподвижной дисперсной среды. По природе электрофорез является зеркальным отображением электроосмоса и поэтому эти явления описываются уравнениями, имеющими одинаковую структуру. Количественно зависимость скорости электроосмоса от параметров электрического

поля и свойств пористой среды и жидкостей описывается формулой Гельмгольца — Смолуховского:

$$v = \frac{S\zeta Dh}{4\pi\mu}, \qquad \text{(VII.8)}$$

где v — расход жидкости под действием электроосмоса;
S — суммарная площадь поперечного сечения капиллярных каналов пористой среды;
ζ — падение потенциала в подвижной части двойного слоя (ζ-потенциал);
D — диэлектрическая проницаемость;
$h = \frac{E}{L}$ — градиент потенциала;
E — потенциал, приложенный к пористой среде длиной L;
μ — вязкость жидкости.

Учитывая, что сопротивление жидкости

$$R = \frac{1}{\varkappa} \cdot \frac{L}{S},$$

а

$$E = I\ R = \frac{IL}{\varkappa S}, \quad h = \frac{E}{L} = \frac{I}{\varkappa S},$$

где $\varkappa$ — удельная электропроводность жидкости;
I — сила тока,
можно написать

$$v = \frac{\zeta DI}{4\pi\mu\varkappa}. \qquad \text{(VII.9)}$$

Формулу (VII.8) можно представить [1] по форме, аналогичной закону Дарси:

$$v = \frac{Fm\zeta D}{4\pi\mu} \cdot \frac{E}{L} = k_э \frac{FE}{\mu L}. \qquad \text{(VII.10)}$$

Здесь m — пористость образца;
$k_э$ — электроосмотический коэффициент проницаемости;
F — площадь образца.

По закону Дарси расход жидкости

$$v_д = k \frac{Fp}{\mu L}.$$

При совпадении направления фильтрации с результатом проявления электроосмоса суммарный расход жидкости

$$Q = v + v_д = k_э \frac{FE}{\mu L} + k \frac{Fp}{\mu L} \qquad \text{(VII.11)}$$

[1] Поливанов К. М., Нетушин А. В., Бурдак Н. М., Кузьменко Л. В. Приложение электроосмотического воздействия в гидротехнических сооружениях. «Электричество», 1951, № 8.

или

$$\frac{Q}{v_д} = 1 + \frac{v}{v_д} = 1 + \frac{mFD\zeta E}{4\pi\eta L}\frac{\mu L}{Fkp};$$

$$\frac{Q}{v_д} = 1 + \frac{D\zeta Em}{4\pi kp} = 1 + \frac{k_э}{k}\cdot\frac{E}{p}. \qquad \text{(VII.12)}$$

Для оценки степени участия в потоке электроосмотических процессов в зависимости от величины приложенного потенциала можно также использовать соотношение

$$\frac{v}{v_д} = \frac{k_э}{k}\cdot\frac{E}{p}. \qquad \text{(VII.13)}$$

Принципиальная возможность повышения скорости фильтрации за счет электроосмоса доказана экспериментально. Однако многие вопросы приложения электрокинетических явлений в нефтепромысловой практике недостаточно изучены.

Как следует из уравнения Гельмгольца — Смолуховского интенсивность электроосмоса зависит в значительной мере от ζ-потенциала, который обладает характерными свойствами, зависящими от строения диффузного слоя. Особый интерес для промысловой практики представляет зависимость величины ζ-потенциала от концентрации и свойств электролитов. Увеличение концентрации электролитов сопровождается уменьшением толщины диффузного слоя и снижением электрокинетического потенциала. При некоторой концентрации электролитов скорость электрокинетических процессов делается равной нулю.

Электрокинетический потенциал может при этом не только становиться равным нулю, но и приобретать противоположный знак. Это явление наблюдается при значительной адсорбции ионов на поверхности, когда общий заряд ионов в плотном слое может оказаться больше заряда поверхности твердого тела [1].

§ 4. ДРОССЕЛЬНЫЙ ЭФФЕКТ ПРИ ДВИЖЕНИИ ЖИДКОСТЕЙ И ГАЗОВ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ

Вследствие адиабатического расширения жидкостей и газов при прохождении через пористые среды и влияния дроссельного процесса наблюдаются термические эффекты. Адиабатическое расширение жидкостей и газов, сопровождающееся понижением температуры, незначительно влияет на температурные изменения внутри пласта и забоев действующих скважин вследствие большой теплоемкости горных пород. Заметные изменения температуры на забоях скважин происходят вследствие дроссельного процесса. При этом интенсивность изменения температуры характеризуется величиной коэффициента

[1] О методах измерения электрокинетического потенциала см. в книге «Электрокинетические свойства капиллярных систем». М., изд-во АН СССР, 1956.

Джоуля — Томсона, который представляет собой частную производную от температуры по давлению при постоянной энтальпии

$$\varepsilon = \left(\frac{\partial T}{\partial p}\right)_{\text{н}}. \tag{VII.14}$$

Далее найдем выражение для коэффициента Джоуля — Томсона. По условию течение процесса характеризуется постоянством энтальпии:

$$dH = 0.$$

Дифференциал энтальпии

$$dH = T\,dS + V\,dp. \tag{VII.15}$$

При независимых переменных T и p дифференциал dS запишем в виде

$$dS = \left(\frac{\partial S}{\partial T}\right)_p dT + \left(\frac{\partial S}{\partial p}\right)_T dp. \tag{VII.16}$$

Подставив значение dS в (VII.15), получим

$$dH = T\left[\left(\frac{\partial S}{\partial T}\right)_p dT + \left(\frac{\partial S}{\partial p}\right)_T dp\right] + V\,dp. \tag{VII.17}$$

Из (VII.15) имеем

$$(dH)_p = T\,(dS)_p. \tag{VII.18}$$

Для процессов, происходящих при постоянном давлении, можно написать

$$(dQ)_p = dH, \tag{VII.19}$$

$$C_p = \frac{(dQ)_p}{dt} = \left(\frac{\partial H}{\partial T}\right)_p. \tag{VII.20}$$

Из (VII.18) и (VII.20) получим

$$C_p = T\left(\frac{dS}{\partial T}\right)_p. \tag{VII.21}$$

По формуле Максвелла (III.28)

$$\left(\frac{dS}{dp}\right)_T = -\left(\frac{\partial V}{\partial T}\right)_p. \tag{VII.22}$$

Подставив (VII.21) и (VII.22) в уравнение дифференциала энтальпии (VII.17), получим

$$dH = C_p\,dT + \left[V - T\left(\frac{\partial V}{\partial T}\right)_p\right]dp. \tag{VII.23}$$

Для изоэнтальпийных процессов $dH = 0$, уравнение (VII.23) дает соотношение между температурой и давлением

$$dT = -\frac{V}{C_p}\left[1 - \frac{T}{V}\left(\frac{\partial V}{\partial T}\right)_p\right]dp. \tag{VII.24}$$

Выражение для коэффициента Джоуля — Томсона будет иметь вид

$$\varepsilon = \left(\frac{\partial T}{\partial p}\right)_H = -\frac{1}{C_p}\left[V - T\left(\frac{\partial V}{\partial T}\right)_p\right]. \qquad \text{(VII.25)}$$

Величина температурных изменений при фильтрации через пористую среду жидкостей и газов зависит от перепада давлений $\Delta p = p_п - p_з$ между пластом ($p_п$) и забоем ($p_з$) и определяется формулой

$$\Delta T = -\bar{\varepsilon}\,\Delta p, \qquad \text{(VII.26)}$$

где $\bar{\varepsilon}$ — интегральный коэффициент Джоуля — Томсона.

Из формулы (VII.25) следует, что коэффициент Джоуля — Томсона можно представить состоящим из двух членов — первый из них определяет нагревание вещества при фильтрации за счет работы сил трения, второй $\left[\frac{T}{C_p}\left(\frac{\partial V}{\partial T}\right)_p\right]$ — охлаждение за счет адиабатического расширения. Для жидкостей

$$\frac{V}{C_p} \gg \left[\frac{T}{C_p}\left(\frac{\partial V}{\partial T}\right)_p\right]$$

и поэтому жидкости, насыщающие пористую среду, нагреваются в процессе движения. Значения интегрального коэффициента ε для нефти изменяются в пределах от 0,4 до 0,6° С/МПа, для воды — 0,235° С/МПа. Повышение температуры нефтей при дроссельном процессе достигает 5—6° С на 10 МПа депрессии [49].

Для реальных газов коэффициент Джоуля — Томсона получим из (VII.25) и уравнения состояния

$$pV = zRT,$$

$$\varepsilon = -\frac{K-1}{K}\cdot\frac{T^2}{p}\left(\frac{\partial z}{\partial T}\right)_p, \qquad \text{(VII.27)}$$

где $K = C_p/C_V$.

Из уравнения (III.27) следует, что если $\left(\frac{\partial z}{\partial T}\right)_p$ положительно, то $\varepsilon < 0$, т. е. газ по пути движения в пористой среде охлаждается; при $\left(\frac{\partial z}{\partial T}\right)_p < 0$, $\varepsilon > 0$, т. е. газ по пути движения в пористой среде нагревается. При $\left(\frac{\partial z}{\partial T}\right)_p = 0$ имеем точку инверсии ($\varepsilon = 0$). Кривая точек инверсии соответствует линии поворота сетки графиков $z\,(p_{пр}, T_{пр})$ коэффициента сжимаемости углеводородных газов (см. нижнюю часть линий на рис. III.2). Как следует из этого рисунка температура и давление инверсии высокие и поэтому обычно имеем эффект охлаждения газов при движении их к забоям скважин.

Зависимость изменений температур от перепада давлений для заданного дроссельного процесса может быть определена графическим способом из энтальпийной диаграммы (рис. III.28). Области положительных и отрицательных температурных эффектов дроссельного движения разделяются на этом рисунке пунктирной линией.

Допустим, что начальные пластовые условия соответствуют точке A, а конечные — точке B. Для определения температурной кривой дроссельного процесса проводим линию $H = \text{const}$ от A до B. Точки пересечения этой линии с кривыми $T_{\text{пр}} = \text{const}$ дают координаты T и p точек зависимости $T = f(p)$ для данного дроссельного процесса. Величины дифференциальных коэффициентов Джоуля — Томсона ε при различных p находятся как производные функции $T = f(p)$ при данном значении p. Значение ε обычно увеличивается по мере снижения давления. Интегральный коэффициент Джоуля — Томсона $\bar{\varepsilon}$ определяется по формуле

$$\bar{\varepsilon} = \frac{\int_{p_з}^{p_п} \varepsilon \, dp}{p_п - p_з}, \qquad \text{(VII.28)}$$

где $p_п$ и $p_з$ — начальные и конечные давления.

Предельное изменение температуры ΔT вследствие дроссельного эффекта определяется по формуле (VII.26).

Опыт показывает, что при высоких пластовых давлениях (20—30 МПа) без больших погрешностей можно пользоваться средними (интегральными) коэффициентами $\bar{\varepsilon}$, соответствующими интервалу давлений от 5 до 10 МПа [49].

Для углеводородных газов значения дифференциальных коэффициентов ε находятся в пределах от —3° С/МПа до —6° С/МПа.

Дроссельный эффект используется в промысловой практике для установления зон притока нефти, воды и газа. При поступлении нефти и воды наблюдается разогрев работающего интервала, а при поступлении газа — охлаждение. Различие в величинах ε для воды, нефти и газа позволяет по температурным изменениям призабойной зоны отбить в пласте также и границы перехода нефть — вода, нефть — газ, вода — газ.

Тепловые явления в пластах и в скважинах положены в основу новых методов исследования строения залежей и коллекторских свойств пласта, которые быстро развиваются и совершенствуются [1].

§ 5. ОБЩАЯ СХЕМА ВЫТЕСНЕНИЯ ИЗ ПЛАСТА НЕФТИ ВОДОЙ И ГАЗОМ

В природных условиях наиболее распространены залежи с напорными режимами (или эти режимы работы воспроизводятся и поддерживаются искусственно путем нагнетания в залежь воды или газа). Нефть из таких залежей вытесняется внешними агентами — краевой или нагнетаемой водой, свободным газом газовой шапки или газом, закачиваемым в пласт с поверхности. Несмотря на существенные раз-

[1] Балакиров Ю. А. Определение параметров пласта по кривым изменения забойной температуры в скважине. Тематический научно-технический сб. «Опыт проведения промыслово-исследовательских работ с целью контроля за разработкой нефтяных месторождений». М., ВНИИОЭНГ, 1966.

личия в отдельных деталях процесса, общая качественная схема вытеснения нефти водой и газом имеет много общего.

Нефть и вытесняющий ее агент движутся вместе и одновременно в пористой среде. Однако полного вытеснения нефти замещающими ее агентами никогда не происходит, так как ни газ, ни вода не действуют на нефть как «поршни». Вследствие неоднородности размеров пор в процессе замещения вытесняющая жидкость или газ с меньшей вязкостью неизбежно опережает нефть. При этом насыщение породы различными фазами позади водо-нефтяного или газо-нефтяного контакта, а следовательно, и эффективная проницаемость для нефти и вытесняющих агентов непрерывно изменяются. Увеличение водонасыщенности до 50—60%, например, влечет за собой прогрессирующий

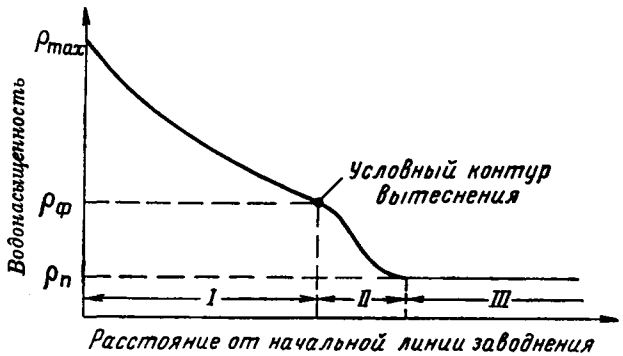


Рис. VII.4. Изменение нефтеводонасыщенности по длине пласта при вытеснении нефти водой.

рост количества воды в потоке в связи с возрастанием эффективной проницаемости породы для воды. При этом нефть уже не вытесняется из пор, а скорее увлекается струей воды. Таким образом, по длине пласта образуется несколько зон с различной водонефтенасыщенностью. Типичная картина изменения водонасыщенности по длине пласта в один из моментов времени при вытеснении нефти водой приведена на рис. VII.4. Эта схема процесса представляется всеми исследователями как суммарный результат проявления капиллярных и гидродинамических сил.

Водонасыщенность пласта уменьшается от максимального значения ρ_{max}, соответствующего конечной нефтеотдаче на начальной линии нагнетания воды, до значения насыщенности погребенной воды $\rho_п$. При этом в пласте можно наметить три зоны (I, II и III). В первой из них, где водонасыщенность изменяется от ρ_{max} до $\rho_ф$ на условном контуре вытеснения плавно понижается водонасыщенность по направлению к нефтенасыщенной части пласта. Этот участок характеризует зону водонефтяной смеси, в которой постепенно вымывается нефть. Второй участок (область II) с большим уклоном кривой представляет собой переходную зону от области I вымывания нефти к области III

движения чистой нефти. Эту зону принято называть стабилизированной. Длина ее в естественных условиях может достигать нескольких метров.

Аналогичное распределение газа и нефти в пласте образуется при вытеснении нефти газом. Разница главным образом количественная в связи с различной вязкостью воды и газа.

Так, вследствие небольшой вязкости газа «поршневое» вытеснение им нефти может происходить только при газонасыщенности породы, не превышающей 15% от объема пор. При росте газонасыщенности в потоке будет преобладать газ, и механизм вытеснения нефти будет заменяться механизмом увлечения ее струей газа. При газонасыщенности $\backsim$35% двигаться в пласте будет только один газ.

Кроме свободного газа газовой шапки, нефть из пласта может вытесняться также газом, выделяющимся из раствора.

Иногда растворенный газ является единственным источником энергии в залежи. Энергия растворенного в нефти газа проявляется всегда, если давление в залежи падает ниже точки насыщения.

Визуальные наблюдения за процессом выделения газа в тонких прозрачных пористых средах показывают, что даже при интенсивном снижении давления сразу большое число пузырьков не образуется. Иногда на десятки тысяч пор приходится один пузырек, который увеличивается за счет диффузии газа. При этом уменьшается степень перенасыщения нефти вблизи расширяющегося пузырька.

Свободный газ со снижением давления вначале выделяется у твердой поверхности, так как затрачивается работа, необходимая для образования пузырька у стенки (за исключением случая полного смачивания поверхности твердого тела жидкостью), меньшая, чем необходимо для его образования в свободном пространстве жидкости. После образования пузырька газонасыщенные структуры растут в пористой среде в виде длинных узких цепочек.

Первые газовые ячейки появляются в малопроницаемой части пористой среды, затем они вырастают в длинную узкую газонасыщенную структуру. После достижения ею линзы с высокой проницаемостью рост газовых ячеек преимущественно продолжается в этой свободной зоне, потому что капиллярное давление менисков препятствует движению газа в зоны с меньшим сечением капиллярных каналов.

Вначале газовые пузырьки располагаются далеко друг от друга, но, постепенно расширяясь, газонасыщенные участки соединяются друг с другом. После образования пузырьков газа они вытесняют нефть из пласта в том объеме, который занимают в поровом пространстве. Такой эффективный процесс вытеснения продолжается до тех пор, пока газонасыщенные участки еще перемежаются нефтью (т. е. до образования сплошных газонасыщенных участков). С этого момента эффективность вытеснения нефти газом понижается по мере увеличения газонасыщенности пор пласта, так как малая вязкость газа позволяет ему перемещаться к скважинам быстрее нефти в зоны пониженного давления (к забоям) по газонасыщенным участкам.

§ 6. НЕФТЕОТДАЧА ПЛАСТОВ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЯХ ДРЕНИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖИ

Коэффициентом нефтеотдачи пласта принято называть разность между начальной и остаточной (конечной) нефтенасыщенностью, отнесенную к начальной.

В лабораторной практике обычно измеряется нефтеотдача за безводный и водный периоды. При вытеснении нефти водой из модели пласта поступает сначала чистая нефть, а затем нефть с водой. Нефтеотдача, достигнутая за эти периоды, называется соответственно «безводной» и «водной». Аналогичные периоды в принципе отмечаются и при эксплуатации нефтяных залежей с контурной водой. Поэтому делаются попытки оценить нефтеотдачу естественных пластов и отдельных их участков в безводный и водный периоды. По этим величинам можно судить об эффективности процесса разработки залежи. По одному из пластов коэффициент нефтеотдачи в безводный период составил около 0,6. При водном факторе, равном 3 (водный фактор — среднее количество извлекаемой воды, приходящейся на 1 *т* добываемой нефти), коэффициент нефтеотдачи увеличился еще на 0,25. Причем безводный период длился 16 лет, а водный более 25 лет.

Объемы добываемой нефти в безводный и водный периоды в различных геологических условиях не одинаковы. В пологих структурах с большими площадями контакта воды и нефти добыча нефти в водный период оказывается более значительной и длительной. Поэтому необходимо выделять нефтеотдачу в безводный и водный периоды эксплуатации залежей. Конечные же нефтеотдачи следует сравнивать с учетом водного фактора.

При современном уровне развития технологии и техники нефтедобычи физически возможный коэффициент нефтеотдачи значительно меньше единицы. Например, при разработке некоторых залежей на Биби-Эйбате за 25 лет эксплуатации коэффициент нефтеотдачи едва достигал 0,1. Даже в том случае, если сетка расположения скважин плотная, а водные факторы значительные, нефтеотдача редко достигает 0,7—0,8.

Нефтеотдача также зависит от вида используемой энергии. Наибольшая ее величина отмечается в условиях вытеснения нефти водой, что связано обычно с большими запасами энергии краевых вод, которые могут быть даже неограниченными по сравнению с запасами энергии свободного газа, сжатого в газовой шапке и растворенного в нефти. Это объясняется также большей эффективностью промывки пор водой, так как соотношение вязкости нефти и воды более благоприятно при вытеснении нефти водой, чем газом. Наконец, увеличению нефтеотдачи при вытеснении нефти водой может благоприятствовать физико-химическое взаимодействие воды с породой и нефтью. Вода обладает лучшей отмывающей и вытесняющей способностью, чем газ.

Некоторые исследователи считают, что в большинстве залежей с активным напором воды суммарная нефтеотдача не превышает

60% к тому моменту, когда дальнейшая эксплуатация скважин становится экономически нецелесообразной.

Эффективность вытеснения нефти газом, выделяющимся из раствора, ниже эффективности при любом другом источнике пластовой энергии. В таких условиях нефтеотдача составляет 8—30%, а в большинстве случаев 15—20%. Это объясняется ограниченным объемом газа, который имеется в пласте, и малым соотношением вязкости газа и нефти, что способствует быстрому прорыву газа в скважины вследствие его большой подвижности. Газ, кроме того, является фазой, не смачивающей породы пласта, что способствует увеличению количества остаточной нефти.

Значительно эффективнее проявляется энергия газа из газовой шапки. В процессе расширения газа нефть перемещается к забою и первоначально происходит эффективное поршневое вытеснение нефти из пласта при сравнительно небольшой его газонасыщенности. Поэтому в зависимости от строения залежи наблюдаются высокие пределы нефтеотдачи в месторождениях с газовой шапкой (0,6—0,7). Однако при большой неоднородности пластов коэффициент нефтеотдачи не превышает 30%. Снижение эффективности расширения газовой шапки при этом обусловлено в основном несмачиваемостью твердой фазы газом и малой вязкостью его, что приводит к прорыву газа к скважинам через крупные каналы и более проницаемые зоны пласта.

Значительное влияние на нефтеотдачу залежей с газовой шапкой оказывает, по-видимому, угол наклона пластов. При крутых углах падения условия гравитационного отделения газа от нефти улучшаются и эффективность вытеснения нефти газом повышается.

Низкая нефтеотдача естественных коллекторов объясняется микро- и макронеоднородным характером их строения.

Если бы пористая среда пласта представляла собой систему трубок или каналов, не сообщающихся между собой, то при вытеснении нефти водой и газом газовой шапки практически можно было бы достигнуть полной нефтеотдачи. Микронеоднородный и крайне сложный характер строения порового пространства — причина прорыва вод и газа по отдельным каналам и образования водонефтегазовых смесей в пористой среде. Совместное же движение различных несмешивающихся фаз в пласте представляет собой сложный процесс, в котором капиллярные силы проявляются во много раз больше, чем при «поршневом» вытеснении нефти водой.

Известно, что вытеснение взаимно растворимых жидкостей (т. е. при отсутствии менисков), характеризуется высокими коэффициентами нефтеотдачи, близкими к 95—100%.

Высокая вязкость нефти по сравнению с вязкостью воды способствует уменьшению нефтеотдачи. По результатам исследований с ростом вязкости нефти сильнее проявляются различные местные неоднородности физических свойств пород, способствующие возникновению небольших, но многочисленных участков, обойденных фронтом воды и плохо ею промываемых.

На величину нефтеотдачи пластов значительно влияет большая удельная поверхность пород. Нефть гидрофобизует поверхность твердой фазы, и часть нефти, находящейся в пленочном состоянии, может быть удалена из пласта лишь специальными методами воздействия.

Макронеоднородное строение пластов — наиболее существенная причина неполной отдачи нефти пластом. Неоднородностью строения, свойств и состава пород объясняется появление зон, не промываемых водой и слабо дренируемых газом.

Оказалось также, что нефтеотдача зависит от многочисленных свойств пористой среды и условий вытеснения нефти водой и газом (количество и состав связанной воды, состав и физико-химические свойства нефти и горных пород, скорость вытеснения и т. д.).

Исходя из причин, вызывающих неполную отдачу пластом нефти, можно наметить следующие пластовые формы существования остаточной нефти:

1) капиллярно удержанная нефть;

2) нефть в пленочном состоянии, покрывающая поверхность твердой фазы;

3) нефть, оставшаяся в малопроницаемых участках, обойденных и плохо промытых водой;

4) нефть в линзах, отделенных от пласта непроницаемыми перемычками и не вскрытых скважинами;

5) нефть, задержавшаяся у местных непроницаемых «экранов» (сбросы и другие непроницаемые перемычки).

Упомянутые виды остаточной нефти, по-видимому, имеются в том или ином объеме во всех истощенных залежах.

Пленочной называется нефть, покрывающая тонкой смачивающей пленкой поверхность твердой фазы пласта. Количество этой нефти определяется радиусом действия молекулярных сил твердой и жидкой фаз, строением поверхности минерала и величиной удельной поверхности пород.

Измерения тонких слоев жидкости, а также исследования распределения остаточной воды в пористой среде показывают, что объем остаточной нефти, находящейся в пленочном состоянии, в реальных условиях во много раз меньше, чем капиллярно удержанной. Последняя находится в узких порах коллектора, в местах контакта зерен и в виде столбиков и четок, рассеянных в пористой среде. Капиллярно связанная нефть удерживается в порах капиллярными силами и ограничивается менисками на поверхностях раздела нефть — вода или нефть — газ. Формы существования капиллярно удержанной нефти и ее количество определяются геометрией порового пространства и свойствами поверхностей раздела фаз. В гидрофильной пористой среде капиллярно удержанная нефть находится в виде капель, рассеянных в водной фазе. В гидрофобных пластах капиллярно удержанная нефть, по-видимому, находится в мелких капиллярах и в местах контакта зерен.

В природных условиях, кроме пленочной и капиллярно удержанной нефти, значительные ее количества могут оставаться в обойденных и плохо промытых водой участках, а также в изолированных линзах, тупиках и у местных непроницаемых экранов и перемычек.

Остаточная нефть этого вида весьма распространена. Доказательством служат многочисленные случаи притока чистой нефти в скважины, пробуренные позади водо-нефтяного контакта в промытой части пласта. По этой же причине перераспределение и увеличение отбора жидкости из пласта иногда приводят в обводненных залежах к повторному увеличению притока нефти к скважинам.

Если бы пласты были макрооднородными, нефтеотдача их была бы весьма значительной (70—80%). Небольшие значения коэффициентов нефтеотдачи естественных коллекторов свидетельствуют о значительном количестве нефти, остающейся в пласте в виде мелких и больших ее целиков вследствие неоднородности строения пород и пластов.

Как уже упоминалось, наиболее эффективным является водонапорный режим и поэтому для повышения нефтеотдачи пластов при разработке залежей нефти следует стремиться (где это экономически целесообразно) [1] к сохранению естественного или к воспроизведению искусственного режима вытеснения нефти водой. При этом, однако, возникают свои проблемы улучшения технологии заводнения залежей, так как и при водонапорном режиме нефтеотдача редко превышает 50—60% от начальных запасов. Технология заводнения может быть улучшена выбором таких параметров процесса, поддающихся регулировке, которые обеспечивают наилучшие условия вытеснения нефти водой. При заводнении залежей мы можем изменять режим (скорость) закачки воды в пласт, поверхностное натяжение ее на границе с нефтью и смачивающие свойства (обработкой воды специальными веществами), вязкость и температуру. Но необходимо предварительно определить скорость вытеснения нефти (или депрессию давления в пласте), обеспечивающую наибольшую нефтеотдачу, и значения упомянутых выше регулируемых свойств воды, при которых можно получить наибольшую эффективность вытеснения из пласта нефти. По всем этим вопросам в нефтепромысловой литературе опубликованы результаты большого числа лабораторных и промысловых опытов, проведенных различными исследователями. Результаты были противоречивыми. В одних случаях, например, нефтеотдача увеличивается с уменьшением поверхностного натяжения σ и величины $\sigma \cos \theta$ (θ — угол избирательного смачивания), в других же эта закономерность оказалась более сложной — нефть лучше вытеснялась водой, имеющей повышенное поверхностное натяжение, из гидрофильных пористых сред, тогда как низкое поверхностное натяжение оказывалось более эффективным в гидрофобных пластах.

---

[1] При малых запасах нефти в залежи расходы на бурение нагнетательных скважин, необходимых для заводнения залежи и искусственного поддержания водонапорного режима, не оправдываются дополнительной добычей нефти.

Изучению влияния на нефтеотдачу скорости вытеснения нефти водой из пористой среды также посвящено значительное число работ отечественных и зарубежных авторов. Часть исследователей считает, что максимальную нефтеотдачу можно получить при небольших скоростях продвижения водо-нефтяного контакта. Другая часть авторов полагает, что наибольшая нефтеотдача наблюдается при повышенных скоростях вытеснения. Третья часть исследователей пришла к выводу, что конечная нефтеотдача не зависит от скорости вытеснения нефти водой.

По результатам, полученным многими исследователями, полная нефтеотдача не зависит от соотношения вязкости нефти и воды, если профильтровать через породу достаточно большие количества воды. Это также оспаривается другими исследователями.

Из сказанного следует, что по важнейшим вопросам физики и физико-химии вытеснения нефти из пористых сред нет единого мнения. Основная причина этого заключается в том, что свойства нефтесодержащих пластов и насыщающих их жидкостей характеризуются большим разнообразием. И каждый из упомянутых выше выводов, по-видимому, справедлив, но только для тех условий вытеснения нефти водой, при которых он был получен.

Рассмотренная выше общая схема вытеснения недостаточно освещает процессы, происходящие в пористой среде при замещении нефти водой или газом. Например, если не учитывать количественных показателей, то схема вытеснения нефти водами различного состава из пластов даже с неодинаковыми физическими свойствами остается той же самой. Во всяком случае нельзя будет получить ответ на вопрос, почему различные воды вытесняют при всех прочих равных условиях неодинаковое количество нефти из породы. Точно также одной общей схемы вытеснения недостаточно для решения многих других вопросов промысловой практики как, например, выбор режима нагнетания воды в залежь при ее разрезании, в результате чего обеспечивается наибольшая нефтеотдача, каковы при этом должны быть свойства нагнетаемой воды и как они должны быть связаны со свойствами пластовой системы и т. д.

Выяснить все эти вопросы чрезвычайно важно — при этом открылись бы научно обоснованные пути значительного повышения нефтеотдачи пластов за счет правильного подбора качества вод и наиболее эффективного режима вытеснения нефти. Действительно, по результатам многочисленных лабораторных исследований разница в величине нефтеотдачи породы в процессе вытеснения одной и той же нефти водами различного состава с большим диапазоном скоростей продвижения водо-нефтяного контакта изменяется в пределах от 0 до 10—15%, а иногда и более.

Многие исследователи считают, что разница в величине нефтеотдачи при вытеснении нефти из одной и той же породы водами различного состава возникает вследствие неодинакового характера течения и интенсивности капиллярных процессов в пласте.

§ 7. РОЛЬ КАПИЛЛЯРНЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ ВОДОЙ ИЗ ПОРИСТЫХ СРЕД

Поровое пространство нефтесодержащих пород представляет собой огромное скопление капиллярных каналов, в которых движутся несмешивающиеся жидкости, образующие мениски на разделах фаз. Поэтому капиллярные силы влияют на процессы вытеснения нефти.

Как мы уже видели, позади водо-нефтяного контакта мениски создают многочисленные эффекты Жамена и препятствуют вытеснению нефти. Механизм проявления капиллярных сил в этой области был рассмотрен в § VII.1. Если среда гидрофильна, в области водо-нефтяного контакта давление, развиваемое менисками, способствует возникновению процессов капиллярного пропитывания и перераспределения жидкостей. Это связано с неоднородностью пор по размерам. Капиллярное давление, развиваемое в каналах небольшого сечения, больше, чем в крупных порах. В результате этого на водо-нефтяном контакте возникают процессы противоточной капиллярной пропитки — вода по мелким порам проникает в нефтяную часть пласта, *по крупным порам нефть вытесняется в водоносную часть*. Интенсивность этого процесса зависит от свойств пластовой системы, а также от соотношения внешних и капиллярных сил. Когда внешние силы велики (т. е. когда перепад давления в пласте, под действием которого нефть вытесняется водой, достаточно высокий), фронт может передвигаться настолько быстро, что вследствие гистерезисных явлений в гидрофильном в статических условиях пласте, наступающие углы смачивания становятся близкими или больше 90°. При этом процессы капиллярного впитывания на фронте вытеснения затухают или исчезают совсем. Однако в большинстве случаев (при закачке поверхностных пресных вод в пласт) эти процессы на фронте вытеснения нефти водой проявляются в той или иной степени, так как реальные скорости продвижения водо-нефтяного контакта редко превышают 1—2 *м* в сутки.

Кроме упомянутых форм проявления, капиллярные силы влияют на процессы диспергирования и коалесценции нефти и воды в пористой среде, на строение тонких слоев воды (подкладок) между твердым телом и углеводородной жидкостью и т. д. Следует отметить, что интенсивность проявления упомянутых капиллярных процессов зависит в той или иной степени от величины капиллярного давления, развиваемого менисками на границах раздела. И поэтому необходимо прежде всего установить, какие воды лучше вытесняют нефть из пласта: развивающие высокое капиллярное давление на границе с нефтью в пористой среде или слабое. Иначе говоря, необходимо решить, какие воды следует выбирать для заводнения залежей: интенсивно впитывающиеся в нефтяную часть залежи под действием капиллярных сил или слабо проникающие в пласт. Целесообразность такой постановки вопроса вытекает также из уже упоминавшегося предположения, что различную нефтеотдачу одной и той же пористой

среды при вытеснении нефти водами различного состава получают вследствие неодинакового характера течения и интенсивности капиллярных процессов в зонах водо-нефтяного контакта и вымывания нефти водой. Действительно, изменяя качества нагнетаемых в залежь вод, мы воздействуем на величину их поверхностного натяжения на границе с нефтью, смачивающие характеристики, а также вязкостные свойства. Это означает, что как бы ни менялись упомянутые свойства воды, мы воздействуем при этом прежде всего на комплексный параметр — капиллярные свойства пластовой системы (на величину и знак капиллярных давлений $p_к = 2\sigma \cos \theta / r$, развиваемых менисками в пористой среде, на направление течения процессов капиллярной пропитки и интенсивность капиллярного перераспределения жидкостей в пористой среде под действием капиллярных сил).

Рассмотрим далее представления различных исследователей о механизме проявления и роли капиллярных процессов при вытеснении нефти водой из пористых сред.

В гидрофобных пластах, где мениски в каналах противодействуют вытеснению нефти водой, капиллярные силы вредны, так как нефтеотдача пластов под их влиянием уменьшается. Поэтому лучший результат можно получить, если нефть вытесняется водой с низкими значениями межфазного натяжения при повышенных градиентах давлений.

Значительно труднее определить роль капиллярных сил и механизм их проявления в гидрофильных породах (опыты по капиллярному пропитыванию водой естественных кернов, заполненных нефтью, показывают, что большинство природных коллекторов нефти в той или иной степени избирательно лучше смачивается водой).

Различные исследователи пришли к выводу, что роль капиллярных процессов на водо-нефтяном контакте в зависимости от геометрии потока и строения пород проявляется по-разному.

Из результатов опытов многих исследователей, проводивших эксперименты с гидрофильными средами, следует, что капиллярные силы в определенных условиях могут благоприятствовать вытеснению нефти водой из пластов. В лабораторных условиях, например, определили, что если «пласт» сложен однородными пропластками различной проницаемости, то капиллярные процессы пропитывания способствуют увеличению нефтеотдачи пластов в безводный период. Фронт воды (рис. VII.5) быстрее продвигается по более проницаемому пласту *2*. При этом вода под действием капиллярных сил и вертикального градиента давлений проникает в малопроницаемый пласт, вытесняя часть нефти из него, что способствует увеличению нефтеотдачи пласта по крайней мере в безводный период.

Многочисленные лабораторные и промысловые наблюдения подтверждают возможность использования эффекта впитывания воды в нефтенасыщенные блоки для существенного увеличения извлекаемых запасов нефти из трещиновато-пористых коллекторов. Внешние гидродинамические силы в трещиновато-пористой среде с небольшой

проницаемостью нефтенасыщенных блоков способствуют быстрому прорыву вод по трещинам в эксплуатационные скважины. Применение в этом случае вод с высокой способностью впитывания в нефтенасыщенную породу блоков в сочетании с медленной скоростью продвижения вод способствует увеличению нефтеотдачи трещиноватого коллектора под действием капиллярных сил. По результатам лабораторных исследований впитывающаяся в породу вода способна вытеснять до 50% нефти из блоков естественного известняка диаметром 6—7 *см* за 25—30 дней. С увеличением объема образцов темп и эффективность извлечения нефти значительно уменьшаются.

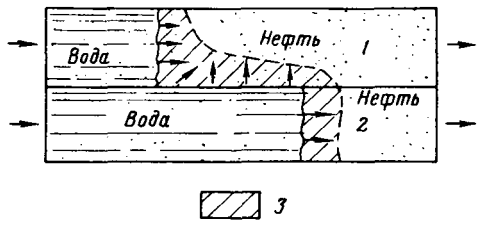


Рис. VII.5. Схема проявления процессов капиллярного пропитывания при вытеснении нефти водой из двухслойного гидрофильного пласта, сложенного двумя однородными пропластками различной проницаемости.

1, 2 — прослойки соответственно малой и высокой проницаемости; *3* — зона капиллярного проникновения воды в нефтенасыщенную часть пласта.

Многие исследователи считают, что во всех случаях воды с высокими значениями величин $\sigma \cos \theta$, т. е. развивающие повышенные капиллярные давления в пористой среде, более предпочтительны для заводнения нефтяных залежей.

Но вывод о благоприятном влиянии капиллярных процессов перераспределения жидкостей в зоне контакта нефти и воды на величину нефтеотдачи неоднородного пласта, в котором трещиноватость пород развита слабо, не подтверждается практическими данными эксплуатации ряда нефтяных месторождений, приуроченных к зернистым коллекторам. Известно, что залежи, содержащие щелочные воды с низким поверхностным натяжением на границе с нефтью (т. е. когда капиллярное пропитывание и перераспределение в значительной степени ослаблены), характеризуются особо высокими коэффициентами нефтеотдачи. По большому числу фактических данных результаты опытов, полученные на однородных пористых средах, двух- и многослойных моделях пластов, состоящих из однородных пропластков различной проницаемости, нельзя полностью переносить на природные пласты.

Естественные отложения, по-видимому, обладают дополнительными специфическими особенностями, значительно изменяющими характер проявления капиллярных сил. Одной из таких особенностей естественных пластов может быть сложный характер неоднородности физических свойств пород. В этих условиях и закономерности проявления капиллярных сил должны быть более сложными.

Представление о благоприятной роли процессов капиллярного проникновения воды в нефтяную часть пласта возникло, по-видимому, из-за упрощенного моделирования неоднородных пластов.

Естественные коллекторы нефти обладают неоднородностью физических свойств пород одновременно по площади залегания и по вертикали. В результате местной неоднородности пород возникает неровный («рваный») водо-нефтяной контакт и появляются в различные моменты времени зоны и небольшие участки, обойденные фронтом воды. В этих условиях в пограничных областях охваченных водой участков интенсивно образуются водо-нефтяные смеси вследствие капиллярного проникновения в них воды. Нефтеотдача участков, заводняющихся под действием капиллярных сил, как правило, низка, так как нефть при этом не вытесняется из пористой среды сплошным фронтом вследствие неоднородности размера пор и сравнительно небольшого давления, развиваемого менисками в средних и крупных капиллярах, по сравнению с давлением мениска в мелких порах. Поэтому нефтенасыщенные участки, прилегающие к водонефтяному контакту, вначале пронизываются водой, проникающей в пласт по мелким и средним породам под действием капиллярных сил, что способствует быстрому формированию в этой зоне водонефтяной смеси с потерей сплошности нефтяной фазы.

В результате, как показывают данные опытов, из нефтенасыщенных образцов при погружении их в воду вытесняется не более 30—40% (редко 50% и больше) нефти, даже если время пребывания их в воде длительное. Образующиеся же при этом смеси затрудняют последующее вытеснение нефти из зон пласта, охваченных водой. Следовательно, капиллярные процессы пропитывания водой в пластах, обладающих неоднородностью по площади и по вертикали, способствуют уменьшению нефтеотдачи, значительно ухудшая условия вытеснения нефти водой.

Резюмируя сказанное о роли капиллярных сил в зоне совместного движения воды и нефти, необходимо отметить, что задача — следует ли увеличивать или уменьшать величину капиллярных сил так же, как и многие другие задачи физики вытеснения, не имеет однозначного ответа. В условиях зернистых неоднородных коллекторов, как мы видели, процессы перераспределения нефти и воды под действием капиллярных сил могут способствовать преждевременным нарушениям сплошности нефти в нефтеподводящих системах капилляров в зоне совместного движения нефти и воды, помогая формированию водо-нефтяных смесей в поровом пространстве, что сопровождается значительным уменьшением нефтеотдачи. В трещиноватых коллекторах нефтеотдача блоков повышается при нагнетании в залежь воды, способной интенсивно впитываться в породу под влиянием капиллярных сил.

§ 8. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕОРИИ КАПИЛЛЯРНЫХ ЯВЛЕНИЙ ДЛЯ УСТАНОВЛЕНИЯ ЗАВИСИМОСТИ НЕФТЕОТДАЧИ ОТ РАЗЛИЧНЫХ ФАКТОРОВ

Нефтеотдача пластов зависит от многочисленных свойств пород, пластовых жидкостей и условий вытеснения. Влияние всех этих факторов на нефтеотдачу можно установить различными методами.

Например, можно систематически анализировать большой экспериментальный материал, накопившийся при изучении физики и физико-химии вытеснения нефти из пористых сред. Однако такой метод связан с очень большими трудностями, возникающими при сравнении результатов экспериментов различных авторов, вследствие несопоставимости условий, в которых исследователи проводили опыты, и вследствие противоречивости их результатов.

Зависимости нефтеотдачи от различных факторов можно установить, если отыскать в механизме вытеснения процессы, влияющие в большой степени на нефтеотдачу пластов и связанные одновременно со всеми или с большинством из упомянутых факторов, также влияющих на нефтеотдачу. Эта мысль впервые была высказана Г. А. Бабаляном. По результатам его исследований на нефтеотдачу существенно влияют некоторые элементы кинетики вытеснения — механизм разрушения аномального слоя нефти на поверхности породы, диспергирование и коалесценция нефти в поровом пространстве, процессы отрыва и прилипания нефти к твердой поверхности породы. С другой стороны, интенсивность и закономерности течения этих процессов тесно связаны со свойствами пористых сред и пластовых жидкостей, что позволяет установить зависимость нефтеотдачи от многочисленных свойств пластовых систем. Для этого необходимо лишь определить влияние каждого из них на процессы диспергирования, коалесценции капель жидкости и разрушения аномального слоя нефти на твердой поверхности породы.

Метод Г. А. Бабаляна, однако, имеет свои трудности в связи с чрезвычайно сложной картиной течения процессов диспергирования, коалесценции капель жидкости и разрушения аномального слоя нефти на поверхности породы. Трудно также увязать неоднородность коллекторских свойств пород с течением этих процессов. Поэтому идея Г. А. Балаляна получила другое направление развития.

В предыдущем разделе было показано, что на процесс формирования результатов вытеснения нефти водой (и на нефтеотдачу) значительно влияют капиллярные силы, процессы перераспределения нефти и воды в пористой среде и формирование водо-нефтяных смесей. Капиллярные процессы, таким образом, являются важным элементом механизма вытеснения нефти водой из пласта.

Вместе с тем известно, что интенсивность и направление действия капиллярных сил зависят так или иначе от всего многообразия свойств пластовых систем и от гидродинамических условий вытеснения. Знак и величина капиллярных сил представляют как бы суммарный результат физических свойств и физико-химических характеристик пласта, горных пород и пластовых жидкостей. Это обстоятельство позволяет наметить единую качественную связь между большинством параметров пластовых систем, условиями вытеснения и нефтеотдачей пласта, так как характер влияния большинства этих параметров на интенсивность и направление действия капиллярных процессов известен (или может быть установлен из большого экспериментального материала, накопившегося в области физики и физико-хи-

мии вытеснения нефти из пористых сред). Для этого необходимо прежде всего установить, как анализируемое свойство пласта, жидкостей или всей системы влияет на интенсивность и направление действия капиллярных сил. Если, например, процессы капиллярного пропитывания и перераспределения жидкостей на водо-нефтяном контакте отрицательно влияют на нефтеотдачу пластов, то лучший результат можно получить при вытеснении нефти водами, развивающими на контакте с нефтью низкое капиллярное давление, т. е. водами, обладающими значением $\sigma \cos \theta$ (натяжение смачивания), приближающимся к нулю. Следовательно, если это предположение справедливо, то лучшая нефтеотдача может быть достигнута при вытеснении нефти из гидрофильных пород водами с низкими значениями поверхностного натяжения и т. д. Поэтому изучение процессов вытеснения нефти водой совместно с капиллярными процессами и капиллярными характеристиками пластовой системы — один из путей, позволяющий увязать и одновременно учесть влияние на нефтеотдачу как условий вытеснения, так и большей части физических и физико-химических свойств пластовых жидкостей и пород.

Следует, однако, отметить, что заметная роль капиллярных процессов не означает того, что можно тем или иным ходом их течения объяснить все многообразие явлений, происходящих в пористой среде при вытеснении нефти водой. Для этого необходимо использовать обширный опыт, накопленный в области физики и физико-химии многофазного потока. Процессы капиллярного впитывания и перераспределения жидкостей в поровом пространстве следует рассматривать лишь как суммарное следствие многочисленных свойств пластовой системы. Изучение этих процессов позволяет объединить в связанную систему все факторы, одновременно влияющие на нефтеотдачу и на интенсивность проявления капиллярных сил

§ 9. ЗАВИСИМОСТЬ НЕФТЕОТДАЧИ ОТ СКОРОСТИ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ

Анализ результатов большого числа исследований, посвященных этой проблеме, позволяет сделать вывод о наличии связи между капиллярными свойствами пластовой системы и характером зависимости нефтеотдачи от скорости вытеснения нефти водой [1]. Во всех случаях, когда пласт гидрофобен и капиллярные силы противодействуют вытеснению нефти из пористой среды водой, нефтеотдача возрастает с увеличением скорости продвижения водо-нефтяного контакта (т. е. увеличивается с ростом градиентов давления). Когда капиллярные силы ослаблены (вследствие низких значений поверхностного натяжения, большой проницаемости пород — 20—100 *мкм*^{2} и т. д.), скорость вытеснения нефти водой не влияет на величину нефтеотдачи.

---

[1] Рассмотрены результаты опытов, скорость вытеснения нефти в которых была по величине сравнимой с естественными скоростями продвижения водонефтяных контактов (до 2—3 *м/сутки*).

Аналогичный результат получен исследователями, опыты которых проводились в условиях активного проявления капиллярных сил (например, при вытеснении неполярных углеводородных жидкостей с малой вязкостью хорошо смачивающей породу водой). В таком случае процессы пропитки водой пород пласта идут приблизительно одинаково при различных (в пределах, встречающихся на практике) скоростях вытеснения и поэтому нефтеотдача модели пласта не изменяется от скорости вытеснения неполярной жидкости водой.

В моделях пластовых систем, в которых капиллярные процессы впитывания и перераспределения жидкостей в порах пласта и перетоков из одного пропластка в другой под влиянием капиллярных сил способствуют повышению эффективности вытеснения нефти водой, нефтеотдача с увеличением скорости продвижения водо-нефтяного контакта уменьшается в связи с соответствующим сокращением благоприятного проявления капиллярных сил. Такой вывод получен в опытах с моделями трещиноватых коллекторов и слоистых пластов, сложенных однородными пропластками различной проницаемости.

Для моделей неоднородных пористых сред, строение которых характеризуется изменением физических свойств по вертикали и по плоскости напластования, в зависимости от начальных физико-химических характеристик пластовой системы возникают различные по виду зависимости нефтеотдачи неоднородной среды от скорости вытеснения. Например, при вытеснении нефти собственной пластовой водой, обладающей нейтральной смачиваемостью, оказалось, что нефтеотдача слабо зависит от скорости вытеснения. Из модели неоднородной пористой среды нефть лучше вытесняется с увеличением скорости продвижения водо-нефтяного контакта, если замедление процесса сопровождается активизацией капиллярных сил. Такие условия возникают при использовании щелочных, пресных вод при контакте их в пористой среде с малополярными нефтями (типа татарских и башкирских нефтей).

Возможность возникновения различных видов зависимости нефтеотдачи от скорости продвижения водо-нефтяного контакта и в условиях реальных коллекторов подтверждается промысловой практикой. Например, анализ результатов эксплуатации уже выработанных месторождений Самарской Луки, проведенный Б. Ф. Сазоновым, В. И. Колгановым и А. Л. Капишниковым, показал отсутствие влияния на нефтеотдачу темпа отбора жидкости (при изменении скорости вытеснения от 2 до 20 *м/год*). Нефть из этих залежей вытеснялась высокоминерализованной водой с нейтральными смачивающими свойствами, т. е. процесс ее вытеснения протекал в этих залежах при слабой активности капиллярных сил.

Однако следует учитывать, что упомянутый вывод получен в условиях залежей с относительно однородным строением пород при значительной их проницаемости (0,5—1 *мкм*^{2}). На практике часто встречаются залежи нефти, чрезвычайно разнообразные по степени неоднородности пород и строению пластов. В этом случае на зависимость нефтеотдачи от депрессии давления (от скорости вытеснения) оказы-

вают влияние, кроме физико-химических свойств пластовой системы, многие другие факторы. Например, известны факты включения в работу в ряде случаев дополнительных пропластков с увеличением депрессии, которые раньше (при меньших перепадах давления) не участвовали в притоке нефти. С возрастанием депрессии перераспределяются давления в пласте при соответствующих изменениях геометрии потока, охватывающего дополнительные участки пласта, ранее мало отдававших нефть. Существуют и другие факторы, влияющие на результаты вытеснения нефти водой из естественных пластов и на зависимость нефтеотдачи от величины депрессии. Поэтому в реальных условиях возможны их различные виды независимо от физико-химических свойств пласта.

По результатам наблюдений многих исследователей повышение градиентов давлений в пласте оказывает благоприятное влияние на нефтеотдачу залежей нефти, приуроченных к неоднородным коллекторам.

§ 10. ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА НЕФТЕОТДАЧУ ПЛАСТА ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ЭНЕРГИИ ГАЗОВОЙ ШАПКИ И ГАЗА, ВЫДЕЛЯЮЩЕГОСЯ ИЗ РАСТВОРА

При извлечении нефти из скважин в призабойной части пласта образуется зона пониженного давления, распространяющаяся в глубь залежи по мере ее эксплуатации. Газ вначале выделяется у забоев нефтяных скважин, и по мере расширения зоны с давлением ниже давления насыщения область газовыделения из нефти также расширяется. Постепенно влияние скважин распространяется на всю залежь, и давление в ней повсеместно понижается ниже давления насыщения, что сопровождается ростом газонасыщенности пород во всех частях нефтяного пласта. Пузырьки газа, выделившиеся из раствора, расширяясь, вначале способствуют эффективному вытеснению нефти из пор пласта. Увеличиваясь в размере, газонасыщенные структуры соединяются с другими участками, насыщенными газом. Как уже отмечалось, этот эффективный процесс вытеснения нефти газом продолжается до тех пор, пока вследствие слияния газовых пузырьков, выделившихся внутри больших пор и отдельных участков, газонасыщенность не станет достаточной для того, чтобы газ начал передвигаться в сторону пониженных давлений (к забоям скважин). Небольшая вязкость газа позволяет ему перемещаться к скважинам быстрее нефти и с этого момента эффективность вытеснения нефти газом все более и более понижается по мере увеличения газонасыщенности пор пласта вследствие прорыва газа в зоны пониженного давления по газонасыщенным участкам и крупным порам, заполненным газом.

В тесной зависимости с описанными явлениями, происходящими в пласте, находятся факторы, влияющие на нефтеотдачу и другие показатели вытеснения нефти из пласта при режиме растворенного газа.

В начале эксплуатации залежи освобождающийся из раствора газ занимает в порах пласта небольшой объем, концентрация свободного газа в нефти мала и поэтому он не в состоянии двигаться из-за малой эффективной проницаемости породы для газовой фазы. В результате начальный газовый фактор не превышает количества газа, растворенного в единице объема нефти. Затем период малого газового фактора сменяется периодом быстрого его возрастания, так как с увеличением газонасыщенности породы вследствие выхода из раствора новых порций газа и расширения ранее выделившегося, эффективная проницаемость пород для нефти быстро уменьшается, а для газа непрерывно растет. В этот период значительная часть газа

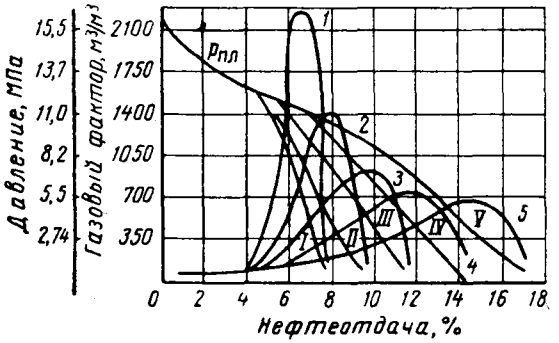


Рис. VII.6. Кривые падения давления $p_{пл}$ и изменения газового фактора G при эксплуатации залежи с режимом растворенного газа. Влияние вязкости на степень и темпы истощения залежи (по Маскету и Тейлору).

1, I — вязкость нефти $\mu_н = 11{,}04$ мПа·с при атмосферных условиях; *2, II* — $\mu_н = 5{,}52$ мПа·с; *3, III* — $\mu_н = 2{,}76$ мПа·с; *4, IV* — $\mu_н = 1{,}38$ мПа·с; *5, V* — $\mu_н = 0{,}69$ мПа·с.

расходуется неэффективно, так как механизм вытеснения представляет собой в основном процесс увлечения нефти движущимся газом, прорывающимся по газонасыщенным зонам к забоям скважин.

Газовый фактор, увеличиваясь до некоторого максимума, затем уменьшается, так как общие запасы газа в залежи истощаются. Пластовое давление падает до таких пределов, при которых дальнейшая эксплуатация скважин становится малоэффективной, ибо приток нефти к скважинам после израсходования газовой энергии происходит только под действием силы тяжести (рис. VII.6). Нефтеотдача пласта изменяется, как уже упоминалось, в пределах 10—30%.

Одна из причин небольшой эффективности режима растворенного газа заключается в повышении вязкости нефти в пласте по мере выделения газа. В условиях высокой газонасыщенности нефть с повышенной вязкостью течет особенно плохо и значительная часть ее оказывается неизвлекаемой. Из рис. VII.6 видно, что чем выше вязкость нефти (при прочих одинаковых условиях), тем ниже нефтеотдача.

Влияние растворимости газа на нефтеотдачу следует рассматривать в связи с другими свойствами нефти, зависящими от растворимости газа. Следует учитывать, что с увеличением количества растворенного газа объем нефти увеличивается, следовательно, растет также и коэффициент усадки нефти. Если бы нефть не подвергалась усадке, то суммарная добыча ее увеличивалась бы с ростом количества растворенного газа. Тогда любая степень газонасыщенности пород создавалась бы в результате вытеснения нефти газом из пласта. При усадке нефти часть пор заполняется газом вследствие непроизводительного уменьшения объема нефти при выделении из нее газа.

По расчетным данным можно сделать вывод о том, что при одновременном учете влияния изменения растворимости и усадки нефти с увеличением растворимости газа нефтеотдача может уменьшиться вследствие повышения усадки нефти.

Влияние насыщенности пород связанной водой, проницаемости и других физических свойств пород на нефтеотдачу в условиях проявления энергии растворенного газа можно оценить, если известен характер влияния этих пластовых факторов на зависимость «проницаемость — насыщение» многофазных систем. Имеющиеся данные пока недостаточны для получения каких-либо определенных количественных выводов.

Отмеченные закономерности изменения газового фактора, пластового давления и нефтеотдачи характерны для всех месторождений с энергией растворенного газа и не зависят от условий вскрытия и эксплуатации залежи, а определяются лишь степенью истощения газовой энергии. В этих условиях практически приемлемых оптимальных темпов отбора нефти, по-видимому, не существует, если пласт сложен однородными породами.

Предполагается, что эффективность эксплуатации таких залежей в значительной мере понижается вследствие неоднородного строения пород. В неоднородных пластах истощение вначале наиболее проницаемых пропластков обусловливает преждевременное развитие высоких газовых факторов для месторождения в целом. При быстром снижении давления нефтеотдача в таких пластах должна быть больше, чем при медленном его снижении за счет более интенсивного выделения газа в малопроницаемых участках.

Механизмы вытеснения нефти свободным газом и вытеснения водой имеют много общего. Различие заключается в том, что вода обладает большей вязкостью и лучшими моющими свойствами, чем газ. Газ не смачивает породу и поэтому плохо вытесняет нефть с поверхности капиллярных каналов.

Роль газовой шапки, как источника газовой энергии, сводится к тому, что при расширении газ оттесняет нефть в пониженные части залежи и занимает освобождаемое ею поровое пространство.

В начальной стадии эксплуатации залежи в зонах контакта нефти с газом происходит накопление последнего с вытеснением нефти вперед, в нефтяную зону. В процессе замещения, однако, газ

с малой вязкостью неизбежно опережает нефть, в результате этого насыщение породы различными фазами, а следовательно, и эффективная проницаемость их в зоне проникновения газа непрерывно меняется. Чем больше вязкость нефти, тем на большее расстояние от начального газо-нефтяного контакта распространяется процесс совместного движения нефти и газа с постепенным возрастанием содержания последнего в потоке. В конечной стадии при значительной остаточной нефтенасыщенности пород в пласте движется один газ. Если условия благоприятны для проявления энергии газовой шапки, нефтеотдача при вытеснении нефти газом все же достигает 60%. Столь высокие коэффициенты нефтеотдачи обычно характерны для залежей, где имеются условия для гравитационного разделения нефти и газа, т. е. в структурах с крутым падением пластов, сложенных высокопроницаемыми однородными породами.

При гравитационном разделении нефти и газа замедляется рост газонасыщенности породы в нефтяной части залежи.

Если объем свободного газа небольшой, пластовое давление быстро падает на значительную величину ниже давления насыщения и механизм вытеснения становится таким же, как и при режиме растворенного газа.

Практически нефтеотдача пластов при вытеснении нефти свободным газом чаще всего не превышает 60%, что обусловлено небольшой вязкостью газа, неоднородностью естественных пластов и частичным выделением газа из нефти в связи с падением пластового давления. Последнего можно избежать, если в газовую шапку нагнетать газ с поверхности, чтобы искусственно поддержать пластовое давление на высоком уровне.

§ 11. ГАЗООТДАЧА ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Коэффициент газоотдачи газовых и газоконденсатных пластов, как правило, выше, чем коэффициент нефтеотдачи по ряду причин. В отличие от нефти газы слабо взаимодействуют с поверхностью пористой среды, обладают небольшой вязкостью (в сто и более раз меньшей, чем вязкость легких нефтей), вследствие большой упругости сжатый газ всегда обладает запасом энергии, необходимой для фильтрации в пористой среде вплоть до падения пластового давления до значений, близких к атмосферному. Поэтому газоотдача газовых залежей может достигать 90—97%. Однако следует учитывать, что величина газоотдачи зависит от множества факторов и практические пределы изменения ее значения для различных коллекторов достигают 50—97%.

Одним из факторов, от которого зависит газоотдача, является остаточное давление в пласте в конечной стадии эксплуатации. При чисто газовом режиме залежи пластовое давление непрерывно падает, но приток газа в скважины, если они не обводнены, может происходить до тех пор, пока давление не снизится до значений,

близких к атмосферному. Дебиты скважин при этом становятся низкими и в соответствии с технико-экономическими условиями эксплуатации величина остаточного давления ($p_{ост}$) иногда выбирается более высокая, чем та, которая будет в пласте при атмосферном давлении на устье скважин. Месторождения с большими запасами газа целесообразно эксплуатировать до более низких остаточных давлений, чем залежи с малыми запасами.

В залежах с высоким пластовым давлением относительное количество газа, остающегося в коллекторе при одних и тех же значениях $p_{ост}$, меньше, чем в залежах с малым пластовым давлением. Поэтому величина фактической газоотдачи зависит от пластового давления.

Эффективность эксплуатации газовых месторождений, так же как и нефтяных, в значительной степени зависит от степени неоднородности пород. Считается, что при неравномерной и низкой проницаемости пород, линзовидном залегании коллектора с многочисленными разрывами и экранами при пластовом давлении ниже 5 МПа газоотдача не превышает 70 ÷ 80%.

Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений сопровождается продвижением пластовой воды в газонасыщенную часть залежи. При этом в обводненной части пласта остается защемленный газ, объем которого зависит от свойств коллектора и условий обводнения пласта.

При разработке газовых месторождений с водонапорным режимом в общем случае наблюдаются различные периоды процесса вытеснения газа водой — безводный (при постоянстве давления в заводненной зоне), смешанный и период снижения давления от начального до конечного. Имеется значительный экспериментальный материал, который позволяет судить об эффективности вытеснения газа водой в условиях постоянного давления в заводненной зоне [48].

Вытеснение газа водой при постоянном давлении в заводненной зоне проходит аналогично вытеснению нефти водой. Наибольшая остаточная газонасыщенность наблюдается в известняках и доломитах, наименьшая — в песках. С ростом поверхностного натяжения воды коэффициент газоотдачи уменьшается. Проницаемость пород по некоторым данным сравнительно мало влияет на газоотдачу, а с увеличением пористости она возрастает. При вытеснении с постоянным давлением (т. е. когда в обводненной зоне газ не расширяется) коэффициент остаточной газонасыщенности не зависит от давления. С увеличением начальной газонасыщенности пласта эффективность вытеснения из него газа водой повышается.

В результате анализа значительного по объему экспериментального материала А. И. Ширковский получил следующую формулу для определения коэффициентов газоотдачи для случая вытеснения газа водой при постоянном давлении

$$\beta = \left(\frac{\mu_0}{\sigma_0}\right)^{1/8} \sqrt{\frac{\rho_н m_0}{2}}, \qquad \text{(VII.29)}$$

где β — отношение отобранных запасов газа к начальным в долях единицы;

$\rho_н$ — начальная газонасыщенность в долях единицы;

m_0 — коэффициент абсолютной пористости пласта в долях единицы;

σ_0 и μ_0 — отношение соответственно поверхностных натяжений и вязкости воды $\mu_в$ и газа $\mu_г$ при текущем давлении p на границе раздела газ — вода и начальном давлении $p_н$.

$$\sigma_0 = \frac{\sigma_p}{\sigma_{p_н}}; \qquad \mu_0 = \frac{\left(\frac{\mu_в}{\mu_г}\right)_p}{\left(\frac{\mu_в}{\mu_г}\right)_{p_н}}. \tag{VII.30}$$

Коэффициент остаточной газонасыщенности, представляющий собой отношение объема порового пространства, занимаемого газом в момент прорыва воды к выходному концу модели, к объему порового пространства модели

$$\alpha = (1-\beta)\,\rho_н = \left[1 - \left(\frac{\mu_0}{\sigma_0}\right)^{1/8} \sqrt{\frac{\rho_н m_0}{2}}\right] \rho_н. \tag{VII.31}$$

Интересно отметить, что по данным А. И. Ширковского уравнением (VII.29) можно пользоваться и для расчета коэффициентов нефтеотдачи при жестком водонапорном режиме.

По результатам обработки экспериментальных данных коэффициент остаточной нефтенасыщенности (если не учитывать изменения поверхностного натяжения нефти) определяется соотношением

$$\alpha_н = \left[1 - \left(\frac{\mu_в}{\mu_н}\right)^{1/8{,}57} \cdot \sqrt{\rho_{нн} m_0}\right] \rho_{нн}, \tag{VII.32}$$

где $\alpha_н$ — коэффициент остаточной нефтенасыщенности в долях единицы;

$\mu_в$ и $\mu_н$ — коэффициенты динамической вязкости воды и нефти;

$\rho_{нн}$ — начальная нефтенасыщенность, доли единицы.

Влияние ряда факторов на величину газоотдачи пласта остается недостаточно изученным. В литературе опубликованы противоречивые данные о влиянии скоростей вытеснения газа водой из коллектора на газоотдачу. По некоторым из них вначале с ростом скорости вытеснения газа водой быстро увеличивается эффективность процесса, а в дальнейшем повышение скорости влияет мало. По результатам других исследований остаточная газонасыщенность практически не зависит от скорости вытеснения газа водой. Для решения этой задачи требуются дополнительные исследования. Есть основания полагать, что капиллярные силы (в особенности в условиях неоднородных пород) способствуют при небольших скоростях вытеснения значительному удлинению переходной (стабилизированной) зоны вода — газ, увеличению неоднородности пород в этой зоне по водогазонасыщенности и приводят таким образом к уменьшению эффективности процесса при низких скоростях вытеснения газа во-

дой. Поэтому при решении задачи влияния скорости на коэффициент газоотдачи необходимо правильно оценивать капиллярные свойства пласта и его строение.

Разработка газовых залежей при упруговодонапорном режиме сопровождается снижением давления в газовой части залежи и в заводненной зоне. Защемленный газ при этом расширяется и частично фильтруется в газонасыщенную часть залежи. Физические процессы, протекающие при этом в заводненной зоне пласта, также изучены недостаточно.

По результатам исследования Р. М. Кондрата и С. Н. Закирова в МИНХ и ГП им. акад. И. М. Губкина процесс вытеснения газа водой при снижающемся пластовом давлении имеет свои специфические особенности. Вначале при вытеснении газа с постоянным давлением в заводненной зоне остаточная газонасыщенность составляет 10—15%. По мере уменьшения давления (при разгрузке) в заводненной части пласта газ расширяется и увеличивается остаточная газонасыщенность ($\alpha_{ост}$). После достижения $\alpha_{ост}$ до 0,30—0,35 величина ее стабилизируется. В этот период из заводненной зоны добывается незначительное количество защемленного газа (5%) — он расходуется на увеличение газонасыщенности среды. После ее стабилизации газоотдача заводненной зоны возрастает пропорционально снижению давления. Вначале при разгрузке модели пласта (в отсутствии притока воды извне) газ выделяется с водой, а в дальнейшем обводненность быстро уменьшается. Аналогичные результаты получены также Ю. В. Желтовым, В. Н. Мартосом и А. И. Фроловым в ИГ и РГИ. Эти опыты позволяют считать, что заводнение газовых и газоконденсатных залежей может быть эффективным средством поддержания высоких дебитов скважин в течение всего периода эксплуатации залежи и борьбы с пластовыми потерями конденсата. Подавляющую часть защемленного в обводненной зоне газа можно извлечь при снижении пластового давления.

ГЛАВА VIII

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

§ 1. МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

Увеличение нефтеотдачи пластов — сложная проблема, для решения которой используется опыт, накопленный во всех областях нефтепромыслового дела. Извлекаемые запасы нефти и газа можно увеличить путем правильной расстановки скважин на залежи с учетом геологического строения пластов. Хорошие результаты получают при регулировании процесса стягивания контуров водоносности с целью повышения равномерности выработки различных частей залежи. Эффективность эксплуатации залежи улучшается путем воздействия на забой скважин с целью увеличения их дебитов и выравнивания профиля притока нефти и газа и т. д.

За многолетнюю практику эксплуатации нефтяных месторождений предложено множество методов и технологических приемов, позволяющих увеличить отбор нефти из пород. Далее мы рассмотрим некоторые методы увеличения нефтеотдачи, в основе которых лежат те или иные физические явления, изученные нами в предыдущих разделах.

Увеличение нефтеотдачи пластов можно добиться искусственно, развивая и поддерживая в залежи благоприятные физические условия, обеспечивающие наиболее эффективное вытеснение нефти из коллектора.

Как мы уже видели, вода значительно лучше вытесняет нефть из пористых сред, чем газ. Поэтому везде, где это целесообразно по геологическим условиям и экономическим соображениям, необходимо создавать естественный или искусственный водонапорный режим вытеснения. Искусственно поддерживаемый водонапорный режим в залежи создают путем нагнетания воды с поверхности в пласт за контур нефтеносности или же в нефтяную часть залежи [1].

Эффективность заводнения еще более повышается при добавлении в нагнетаемую в пласт воду специальных веществ, в результате чего улучшаются ее нефтевытесняющие свойства.

---

[1] Техника заводнения залежей и нагнетания газа в пласт подробно излагаются в курсе «Технология и техника добычи нефти».

Методы поддержания пластового давления путем нагнетания в пласт воды или свободного газа, а также методы восполнения энергии в месторождениях с истощенными ее ресурсами (так называемые вторичные методы добычи нефти) не дают еще возможности извлекать все запасы нефти. Поэтому продолжаются усиленные поиски новых методов увеличения нефтеотдачи. В основе их всегда лежат соответствующие физические закономерности, большая часть которых описана в предыдущих главах.

Например, лучше вытесняются из пласта маловязкие нефти. Поэтому некоторые методы увеличения нефтеотдачи пластов основаны на искусственном введении в пласт тепла и теплоносителей для снижения вязкости пластовой нефти.

Как известно, даже тяжелые битумы хорошо растворяются в некоторых легких углеводородных растворителях. Например, бензин или жидкий пропан способны удалять из пористой среды практически всю нефть. Это свойство растворителей используется для разработки методов увеличения нефтеотдачи путем нагнетания в пласт сжиженных газов.

В главе IV были рассмотрены явления обратного испарения и конденсации тяжелых углеводородов в газовой среде высокого давления. Это свойство газов используется для разработки методов уменьшения остаточной нефтенасыщенности путем искусственного перевода части нефтяных фракций в пласте в паровую фазу при нагнетании в залежь газов высокого давления. Газ из эксплуатационных скважин затем вместе с продуктами нефти, перешедшими в паровую фазу, извлекается на поверхность.

В лабораторных условиях и при промышленных испытаниях получили хороший результат при использовании многих других методов увеличения нефтеотдачи: нагнетание в пласт загущенных вод, вытеснение нефти пенами стабилизированными поверхностно-активными веществами, движущийся очаг горения и т. д.

В лабораторных условиях изучаются также электрические, ультразвуковые, вибрационные способы воздействия на пласт.

Несомненно, что дальнейшее изучение физических свойств пластовых жидкостей, физико-химии пласта и законов движения жидкостей в пористой среде приведет в будущем к возникновению новых методов повышения отдачи нефти пластами, основанных на новых физических принципах.

В качестве примера приложения теоретических основ физики нефтяного пласта к нефтепромысловой практике рассмотрим физические основы некоторых методов увеличения нефтеотдачи пластов.

§ 2. МОЮЩИЕ И НЕФТЕВЫТЕСНЯЮЩИЕ СВОЙСТВА ВОД

В предыдущих разделах неоднократно упоминалось о значении заводнения залежей, как одного из распространенных способов увеличения эффективности эксплуатации нефтяных месторождений. Однако и при заводнении нефтеотдача пласта редко превышает 60%

и поэтому дальнейшее увеличение ее при закачке воды в пласт является важнейшей задачей. Одним из способов решения этой проблемы может быть нагнетание в залежь вод, обладающих высокими вытесняющими и моющими свойствами.

Необходимо отметить, что тесной связи между моющими и нефтевытесняющими свойствами вод, по-видимому, не существует. Согласно современным представлениям механизм моющего действия веществ применительно к отмывке углеводородов от минералов определяется их способностью улучшать смачивающие свойства вод, уменьшать их поверхностное натяжение на границе с нефтью и другими поверхностями. Они должны быть разрушителями суспензий и эмульсий и т. д. Известно, что загущенная полимерами высоковязкая вода хорошо вытесняет нефть из породы, не обладая при этом особыми моющими свойствами. По многочисленным наблюдениям за процессом вытеснения нефти из коллекторов нефтяных залежей Урало-Волжского района пластовыми водами, представляющими собой концентрированные растворы хлоридов, нефтеотдача в промытых водой зонах достигает 80%, несмотря на то, что эти воды обладают очень слабыми моющими свойствами.

В зависимости от строения и свойств пласта, а также состояния жидкостей в пористой среде параметры, влияющие на нефтевытесняющие свойства, могут быть неодинаковы. Если, например, нефть в пористой среде находится в пленочном и рассеянном (капиллярноудержанном) виде вследствие повышенного содержания остаточной воды, то лучшими вытесняющими свойствами в этом случае будет обладать вода, характеризующаяся низкими значениями поверхностного натяжения на границе с нефтью и хорошо смачивающая породу, т. е. вода, имеющая высокие моющие свойства. При заводнении трещиноватых коллекторов, как мы уже отмечали, лучшими нефтевытесняющими свойствами обладают воды с повышенными значениями величины натяжения смачивания $\sigma \cos \theta$, способные под действием капиллярных сил интенсивно проникать в нефтенасыщенные блоки. Обычная (не впитывающаяся в блоки) вода при нагнетании в трещиноватый пласт прорывается в эксплуатационные скважины по трещинам, не вытесняя нефть из блоков. Чем интенсивнее идут процессы противоточной капиллярной пропитки водой блоков, тем лучше результат заводнения трещиноватых коллекторов. Следует, однако, учитывать, что при противоточной капиллярной пропитке нефтеотдача даже небольших блоков (диаметром 5—10 *см*) после длительного их контакта с водой редко достигает 35—40%. Процесс противоточной капиллярной пропитки быстро затухает со временем вследствие возникновения в заводненной зоне блоков прочных водо-нефтяных смесей (и тем более прочных, чем выше значение $\sigma \cos \theta$). Внутренние части блоков, огражденные от внешней области зоной водо-нефтяной смеси, длительное время могут сохранять повышенную нефтенасыщенность. Поэтому заводнение трещинных коллекторов водами, развивающими в пористой среде высокое капиллярное давление, следует рассматривать как средство извле-

чения лишь некоторого небольшого количества нефти (пока не опробованы более совершенные методы воздействия на трещинный коллектор).

Ранее мы упоминали, что по мнению некоторых исследователей в условиях неоднородных по физическим свойствам зернистых коллекторов, процессы капиллярного впитывания в нефтенасыщенные участки пласта и перераспределение жидкостей в поровом пространстве под действием капиллярных сил отрицательно влияют на нефтеотдачу из-за формирования при этом процессе в пористой среде водо-нефтяных смесей и из-за нарушения сплошности нефти. Менее интенсивно смеси образуются при заводнении неоднородного пласта водами, обладающими низкими значениями $\sigma \cos \theta$. Если это мнение справедливо, то лучшими нефтевытесняющими свойствами в условиях неоднородных зернистых коллекторов должны обладать воды с нейтральной смачиваемостью ($\theta = 90°$) — при этом величина $\sigma \cos \theta$ и, следовательно, капиллярное давление в порах равно нулю (в статических условиях). Такие воды обладают слабыми моющими свойствами, но нефтевытесняющие свойства их более высокие, чем для других вод. По результатам измерений, проведенных в лаборатории физики нефтяного пласта МИНХ и ГП, смачивающие свойства пластовых вод ряда месторождений Татарии, находившихся в пласте в контакте с нефтью, нейтральные. Можно предполагать, что и воды многих других месторождений в пластовых (статических) условиях по смачивающим свойствам близки к нейтральным. К этому выводу можно прийти, рассматривая вытеснение нефти из капиллярных каналов водой, как случай избирательного смачивания породы водой и нефтью. Изменение свободной энергии ΔW единицы поверхности раздела твердой фазы при вытеснении одной жидкости другой определяется известным уже нам соотношением Дюпре — Юнга.

$$\Delta W = \sigma_{нп} - \sigma_{вп} = \sigma \cos \theta,$$

где $\sigma_{нп}$ и $\sigma_{вп}$ — поверхностное натяжение на границе раздела породы с нефтью и с водой;

σ — поверхностное натяжение на разделе вода — нефть;

θ — угол избирательного смачивания.

Из уравнения следует, что при $\sigma_{нп} \gtrless \sigma_{вп}$ и $\sigma \cos \theta \gtrless 0$ будут проходить самопроизвольные процессы вытеснения с поверхности породы нефти водой или воды нефтью. Система устойчива при $\sigma \cos \theta = 0$. Поэтому в естественных пластах в течение геологических периодов контакта нефти и воды должны были протекать процессы, способствующие уменьшению свободной поверхностной энергии пластовой системы (взаимное растворение компонентов нефти и воды, адсорбция поверхностно-активных веществ на разных границах раздела и т. д.). За геологические периоды произошло необходимое перераспределение соответствующих компонентов между нефтью и водой и система приблизилась к нейтральной смачиваемости, насколько позволили состав и свойства пластовых жидкостей и горных пород.

Давно замечено, что нефтевытесняющая способность собственных пластовых вод (по сравнению с поверхностными) повышенная. Низкая нефтеотдача естественных коллекторов объясняется не плохими качествами вод, а неоднородностью строения пластов, наличием многочисленных зон, не промываемых водой. Пластовые воды, добываемые вместе с нефтью, следует использовать для нагнетания в разрезающие ряды. Поверхностные воды (речные, озерные, подрусловые) в пластовых условиях при нагнетании их в залежи с малополярными нефтями (типа татарских и башкирских нефтей) могут развивать высокое капиллярное давление в пористой среде пласта вследствие повышения их температуры и улучшения смачивающих свойств. В этом случае вытесняющие свойства их будут более низкие, чем для собственных пластовых вод.

Отрицательное влияние посторонней пресной воды на приток нефти из пласта было замечено давно главным образом в процессе освоения нефтяных скважин и ввода их в эксплуатацию, а также при ремонтных работах, когда скважины промывались пресными водами. Анализ причин отрицательного влияния воды на приток нефти при вскрытии пласта дан Ф. И. Котяховым [23]. Его исследованиями установлено, что одной из причин затруднения с освоением скважин и низкая их производительность являются проникновение в нефтяной пласт посторонней воды и образование в поровом пространстве призабойной зоны водо-нефтяных смесей.

Иногда считается, что состав и свойства нагнетаемой в пласт воды не играют особой роли, так как она быстро смешивается с остаточной водой и приобретает на фронте вытеснения свойства пластовой жидкости. Опыт, однако, показывает, что при небольшом содержании остаточной воды в коллекторе (10—15% от объема пор) нагнетаемая вода может продвигаться по пласту на значительные расстояния, не смешиваясь с остаточной.

Капиллярное давление, развиваемое менисками в пористой среде, можно уменьшить не только за счет смачивающих свойств, но также и при снижении поверхностного натяжения воды на границе с нефтью, например, путем обработки ее поверхностно-активными веществами. Тогда вода приобретает особо ценные качества — улучшаются одновременно ее вытесняющие и моющие свойства.

§ 3. ОБРАБОТКА ВОДЫ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫМИ ВЕЩЕСТВАМИ

Необходимые изменения поверхностных и смачивающих свойств жидкостей и характеристик поверхностей раздела пластовой системы в зоне их контакта в пористой среде можно добиться с помощью добавок поверхностно-активных веществ (ПАВ).

Молекулы большинства ПАВ состоят из длинных гидрофобных углеводородных цепей с низким остаточным сродством на одном конце молекул и гидрофильных полярных групп с высоким сродством на другом. По химическому признаку все ПАВ классифицируются на анионо-активные и катионо-активные и неионогенные вещества.

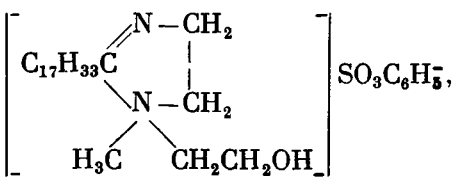
Если углеводородная часть молекулы ионогенного ПАВ входит в состав аниона, образующегося в водном растворе, соединение относят к анионо-активным веществам. Типичным анионным ПАВ является стеарат натрия, в водном растворе которого образуются ионы N^+, и стеарат-анионы $C_{17}H_{35}COO^-$ с длинными цепями. По ним и определяется вся поверхностная активность. Соответственно катионо-обменные вещества образуют в водных растворах катионы, содержащие длинные цепи углеводородных радикалов. В неионогенных веществах не содержатся неионизирующиеся гидрофильные конечные группы. Поверхностная активность этих веществ обусловлена своеобразным строением их молекул, которые имеют асимметричную (дифильную) структуру, состоящую из полярных и неполярных групп. Неполярной и нерастворимой в воде частью молекулы являются гидрофобный алкильный, арильный или алкиларильный радикал, а полярную водорастворимую группу представляет полиэтиленгликолевый или пропиленгликолевый остаток. Общая формула этих веществ:

$$R-CH_2CH_2OCH_2CH_2O \ldots CH_2CH_2OH,$$

где R — может быть органической группой, например $C_6H_4O^-$, COO^-, $CONH^-$, $CON<$ или атомом кислорода, серы и т. д.

Распространенным неионогенным поверхностно-активным веществом является ОП-10.

Примером катионо-активного поверхностно-активного вещества может являться карбозолин О



который используется для гидрофобизации песчаников.

В лабораторных условиях испытано влияние на нефтеотдачу добавок в воду значительного количества поверхностно-активных веществ — неионогенных типа ОП-10 и КАУФЭ$_{14}$ (оксиэтилированные алкилфенолы); анионо-активных — НЧК, сульфонол, НП-1, азолят А, азолят Б, «Прогресс» (натриевая соль алкилсульфосоединений), а также катионо-активные ПАВ. Лучшие результаты при вытеснении нефти получают с применением растворов неионогенных ПАВ. Установлено также, что ионогенные поверхностно-активные вещества адсорбируются на поверхностях минералов больше, чем неионогенные.

Количественное соотношение между удельной адсорбцией Γ в поверхностном слое, изменением поверхностного натяжения с

концентрацией растворенного вещества $\frac{\partial\sigma}{\partial C}$ и концентрацией C устанавливается уравнением Гиббса

$$\Gamma = -\frac{C}{RT}\frac{\partial\sigma}{\partial C}, \qquad \text{(VIII.1)}$$

где R — универсальная газовая постоянная;
T — абсолютная температура.

Величину $\frac{\partial\sigma}{\partial C}$, характеризующую способность растворенного вещества понижать поверхностное натяжение раствора, принято называть поверхностной активностью G:

$$G = -\frac{\partial\sigma}{\partial C}. \qquad \text{(VIII.2)}$$

Величину поверхностной активности G можно определить по изотерме адсорбции $\Gamma = f(C)$ и зависимости поверхностного натяжения от концентрации растворенного вещества $\sigma = f(C)$, имеющих вид

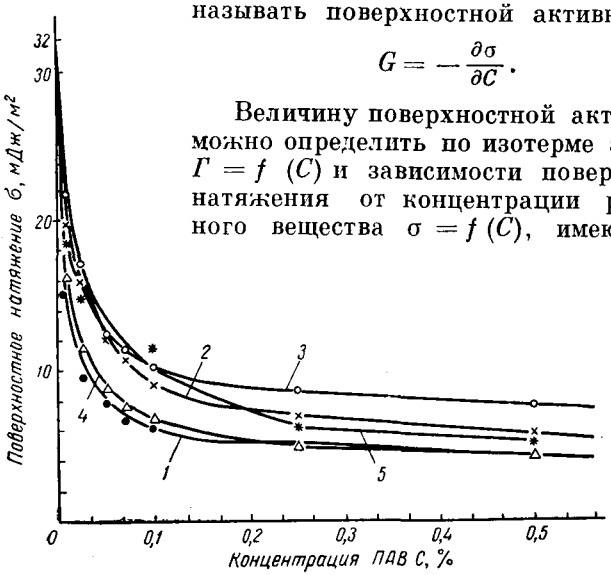


Рис. VIII.1. Изотермы поверхностного натяжения водных растворов неионогенных ПАВ на границе с нефтью.
1 — ОП-10; *2* — ОП-20; *3* — ОП-45; *4* — ОП-7; *5* — КАУФЭ$_{1,4}$ (по данным УФНИИ).

графиков, приведенных на рис. VIII.1. Как следует из этого рисунка, величина G изменяется с концентрацией ПАВ в растворе. Вначале поверхностное натяжение падает быстро, а по мере заполнения поверхностного слоя адсорбируемыми молекулами изменение σ с увеличением концентрации поверхностно-активных веществ уменьшается и, наконец, практически прекращается, когда адсорбция достигает постоянного значения, соответствующего полному насыщению слоя молекулами ПАВ. Поэтому поверхностную активность ПАВ оценивают величиной

$$G_0 = -\left(\frac{\partial\sigma}{\partial C}\right)_{C\to 0}, \qquad \text{(VIII.3)}$$

т. е. начальным значением G_0 при концентрации поверхностно-активного вещества, стремящейся к нулю. В системе СИ единицами измерения поверхностной активности являются: 1 Н·м²/кмоль и 1 мН·м²/кмоль [1]. Наиболее подходящие для обработки нагнетаемых вод: поверхностно-активные вещества, значительно снижающие поверхностное натяжение на границе раздела нефть — вода при небольших концентрациях (т. е. имеющие высокие величины G_0), улучшающие смачиваемость породы водой в присутствии нефти, мало адсорбирующиеся на поверхности породы, разрушающие водонефтяные эмульсии. Кроме того они должны быть дешевыми, полностью растворимыми в пресной и пластовой водах, не разрушаться под действием солей, содержащихся в воде. Лучшими показателями обычно обладают смеси различных ПАВ.

Применение ПАВ в промышленности для улучшения нефтевымывающих свойств вод встречает значительные трудности вследствие адсорбции их огромной поверхностью пород. В зоне же водо-нефтяного контакта концентрация ПАВ понижается и действие их уменьшается. Следует, однако, учитывать, что при фильтрации чистой воды в дальнейшем происходят также процессы десорбции. Кроме того, установлено, что адсорбция не одинакова по всему пласту. Фронт предельной адсорбции ПАВ (т. е. равновесной, более неувеличивающейся адсорбции) отстает от фронта нагнетаемого раствора. Причем это отставание настолько велико, что к концу разработки не будет достигнут предел адсорбции по всему пласту. Наконец, полную потерю ПАВ вследствие адсорбции, по-видимому, можно избежать, если вводить в пласт первые порции воды с повышенным содержанием ПАВ, поверхностно-активных веществ, которые будут в дальнейшем продвигаться по пласту необработанными пресными водами («метод оторочки»).

Некоторые исследователи полагают, что вследствие возникновения перед нагнетаемой в нефтяную часть пласта раствора ПАВ вала остаточной воды, которая, как известно, во многих месторождениях представляет собой концентрированный раствор солей, применение ПАВ не даст положительных результатов. Предполагается, что нефть при этом вытесняется не растворами ПАВ, нагнетаемыми в пласт, а оторочкой минерализованной хлоридами воды с плохими нефтевымывающими свойствами. Многие исследователи, однако, считают такой довод против применения ПАВ недостаточно обоснованным. Некоторые пласты содержат незначительное количество остаточной воды (4—6% от объема пор), и быстрое возникновение вала при этом затрудняется. Наконец, установлено, что даже если образуется вал остаточной воды при значительном ее содержании в пласте (20—30% от объема пор), вода перемешивается с нагнетаемой в пласт и обработанной ПАВ. В таком случае нефтевымывающие свойства смесей оказываются достаточно хорошими.

---

[1] $1\ \text{Гиббс} = 1\frac{\text{дин}}{\text{см}} : \frac{\text{моль}}{\text{дм}^3} = 10^{-3}\frac{\text{Н}}{\text{м}} : \frac{\text{кмоль}}{\text{м}^3} = 1\frac{\text{мН}}{\text{м}} : \frac{\text{кмоль}}{\text{м}^3} = 1\ \text{мН}\cdot\text{м}^2/\text{кмоль}.$

Все это позволяет считать метод заводнения пластов растворами ПАВ одним из эффективных для увеличения нефтеотдачи пластов, что подтверждается промышленными экспериментами, проведенными сотрудниками УфНИИ на Арланском месторождении [1]. Опыты показали, что величина адсорбции ПАВ пластом в несколько раз меньше, чем в лабораторных условиях. Поверхностно-активные вещества содержались в первых порциях воды, поступающей в скважины, находящиеся на расстоянии 90—110 *м* от нагнетательных. Концентрация ОП-10 в нагнетаемой воде была принята равной 0,05%.

Высокая дороговизна поверхностно-активных веществ и недостаточный объем их производства задерживают широкие промысловые испытаниях их. Поэтому для увеличения нефтеотдачи пластов наряду с дальнейшими исследованиями условий эффективного применения моющих средств изыскиваются более доступные пути улучшения вытесняющих свойств вод.

Поверхностное натяжение нефти на границе с водой можно понизить путем нагнетания в пласт щелочных вод. При взаимодействии с нафтеновыми кислотами, содержащимися в нефти, щелочи способствуют образованию натриевых мыл вблизи поверхности раздела вода — нефть; некоторые мыла нафтеновых кислот являются эффективными поверхностно-активными веществами, повышающими вымывающие свойства вод. Поэтому на промыслах СССР щелочные воды, добываемые вместе с нефтью, используются для повышения нефтеотдачи. Их нагнетают в истощенные пласты, содержащие значительное количество остаточной нефти.

§ 4. ПРИМЕНЕНИЕ УГЛЕКИСЛОТЫ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

Углекислый газ, растворенный в воде или введенный в пласт в жидком виде, благоприятно воздействует на физико-химические свойства нефти, воды и коллектора, сопровождающиеся увеличением нефтеотдачи пластов. При этом улучшаются и фильтрационные свойства пластовой системы.

CO_2 — бесцветный газ тяжелее воздуха (относительная плотность 1,529). Критическая температура 31,1° С; критическое давление — 7,29 МПа, критическая плотность — 468 кг/м³. При температуре 20° С под давлением 5,85 МПа превращается в бесцветную жидкость с плотностью 770 кг/м³. При сильном охлаждении CO_2 застывает в белую снегообразную массу с плотностью 1,65 г/см³, которая возгоняется при температуре —78,5° С (при атмосферном давлении). Фазовая диаграмма углекислого газа в координатах давление — температура приведена на рис. VIII.2. Кривая *1* отделяет область газообразного состояния; *2* — жидкого и твердого; *3* — твердого и газообразного. Тройная точка соответствует равновесию

[1] Бабалян Г. А. и др. Применение поверхностно-активных веществ с целью увеличения нефтеотдачи. М., изд-во «Недра», 1970.

трех фаз одновременно. Для углекислого газа температура тройной точки $T_{тр} = -56{,}4°$ С, а давление $p_{тр} = 0{,}50$ МПа.

На рис. VIII.3 представлены типичные изотермы углекислого газа — зависимости между объемом одной граммолекулы газа и давлением при постоянной температуре. Области I, II и III соответствуют газовому, двухфазному (влажный пар) и жидкому состоянию.

Значительные температурные изменения объема CO_2 наблюдаются при давлениях выше 5,6 МПа. Например, объем 1 т CO_2 при давлении 7 МПа возрастает с 0,954 м³ при $t = 15{,}5°$ С до 4,45 м³ при $t = 37{,}8°$ С и до 5,72 м³ при $t = 54{,}4°$ С.

Поверхностное натяжение жидкого углекислого газа для некоторых значений температур приведено в табл. VIII.1.

Растворимость углекислого газа в воде с увеличением давления быстро возрастает (рис. VIII.4), повышением температуры и минерализации воды сопровождается уменьшением растворимости CO_2. С увеличением концентрации CO_2 вязкость воды возрастает (при $t = 20°$ С и $p = 11{,}7$ МПа вязкость карбонизированной воды равна 1,21 мПа·с). Растворимость углекислого газа в нефтях (см. рис. III.10) является функцией давления, температуры, молекулярной массы и состава нефти. С уменьшением молекулярной массы углеводородов растворимость CO_2 в них возрастает. С очень легкими нефтями CO_2 смешивается полностью при давлениях 5,6—7 МПа. Тяжелые нефти в жидкой углекислоте растворяются не полностью — нерастворимый остаток состоит из тяжелых углеводородов (смол, твердых парафинов и т. д.). С увеличением соотношения объема жидкой углекислоты к объему нефти в смеси растворимость нефти возрастает.

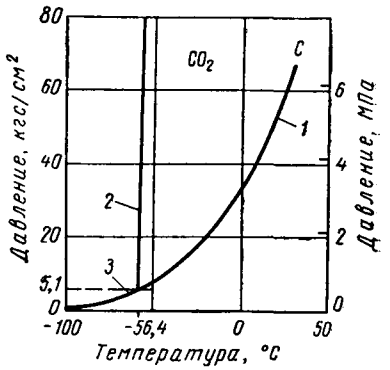


Рис. VIII.2. Фазовая диаграмма в координатах «давление p— температура T» для углекислого газа.

C — критическая точка.

Таблица VIII.1

Поверхностное натяжение сжиженного углекислого газа

Поверхностное натяжение σ, мДж/м²	16,54	4,62	1,37	0,59
Температура, °С	—52	0,0	+20	+25

Для увеличения нефтеотдачи пластов углекислый газ в качестве вытесняющей нефть оторочки нагнетается в сжиженном виде в пористую среду и затем проталкиваются карбонизированной водой.

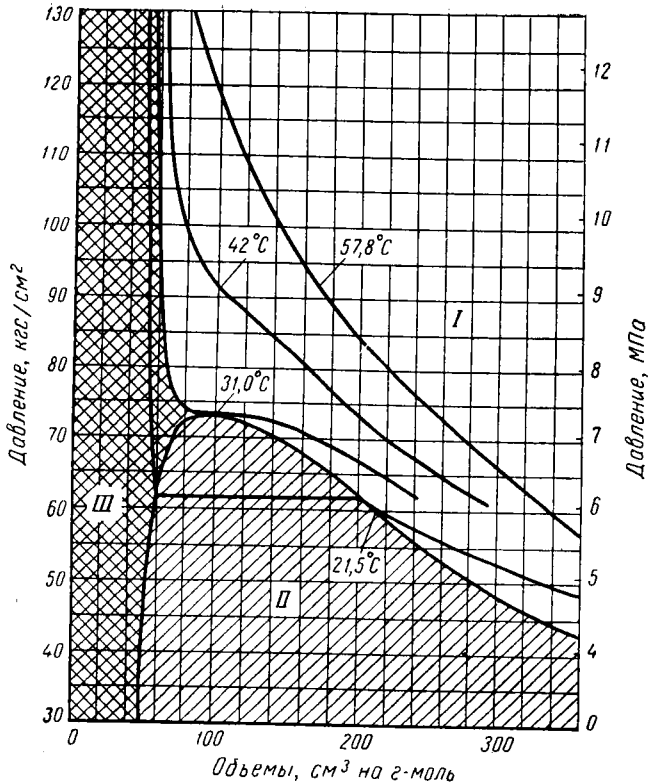


Рис. VIII.3. Изотермы CO_2.

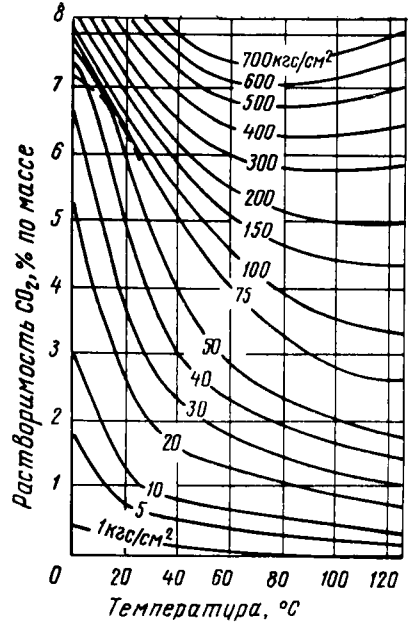


Рис. VIII.4. Зависимость растворимости углекислого газа в воде от температуры при различных давлениях.

При этом происходит взаимное растворение углекислоты в нефти и углеводородов в жидком CO_2 с соответствующими изменениями их свойств (уменьшается вязкость нефти, возрастает ее объем, снижается поверхностное натяжение на границе с водой). Установлено также, что между вытесняемой нефтью и углекислотой в процессе их совместного движения образуется вал из смеси легких углеводородов и CO_2. Это связано, по-видимому, с их экстракцией из нефти углекислым газом. Значительная экстракция легких углеводородов из нефти наблюдается при температуре и давлении выше критических для CO_2 и поэтому этот процесс сходен с процессом ретроградного испарения легких фракций нефти в фазу, обогащенную углекислым газом.

Предполагается, что образование вала легких углеводородов, ограниченная растворимость CO_2 в нефти и первоначальное диспергирование в ней газообразной углекислоты препятствуют образованию языков CO_2, снижают размер зоны смешения и оптимальный объем оторочки, требуемой для максимального извлечения нефти из пласта. По результатам лабораторных исследований при объеме оторочки жидкой углекислоты, равной 4—5% от объема пор обрабатываемого участка, нефтеотдача возрастает более чем на 50% по сравнению с нефтеотдачей при обычном заводнении. Углекислый газ является эффективным средством увеличения нефтеотдачи как карбонатных коллекторов, так и песчаников, в которых пластовое давление составляет 5,6 МПа и более, а температура измеряется в пределах 24—71° С.

По данным УфНИИ хорошие результаты получены во время вытеснения нефти карбонизированной водой при концентрации 4—5% CO_2 в растворе (по массе). Однако по данным американских исследователей при вытеснении нефти оторочкой углекислоты конечная нефтеотдача на 25—30% выше, чем при использовании карбонизированной воды.

О некоторых причинах увеличения нефтеотдачи при вытеснении нефти углекислотой упоминалось выше (уменьшаются вязкость нефти и поверхностное натяжение, возрастают объемы и сжимаемость нефти). Например, увеличение объема Арланской пластовой нефти при концентрации CO_2, равной 25% по массе, достигает 30% (при $t = 24°$ С и давлении 12 МПа), а вязкость ее уменьшается с 13,7 мПа·с до 2,3 мПа·с. Маловязкие нефти при растворении CO_2 снижают вязкость незначительно и поэтому эффективность вытеснения их углекислотой значительно меньше.

Поверхностное натяжение нефти на границе с карбонизированной водой (при максимальной их карбонизации) снижается на 30—40% от первоначального.

Положительное влияние углекислоты на нефтеотдачу является также следствием активного химического взаимодействия углекислоты с породой. Например, в опытах, проведенных Н. С. Гудок, проницаемость образца (известняка) по воде после воздействия угле-

кислотой возросла в 2 раза (с 0,0075 мкм² до 0,016 мкм²) вследствие реакции породы с CO_2.

Под воздействием CO_2 повышается кислотность глин, что способствует их сжатию и предотвращает набухание. Все эти факторы в сумме способствуют значительному увеличению нефтеотдачи при вытеснении нефти из пласта углекислотой и карбонизированной водой.

Промышленные опыты по закачке в пласт CO_2 дали обнадеживающие результаты.

Значительные количества необходимой углекислоты можно получить на водородных установках нефтеперерабатывающих заводов и путем улавливания из дымовых и других газов.

Для совершенствования процесса необходимы дальнейшие исследования химизма процесса, изменения физических и физико-химических свойств пластовой системы при введении углекислоты в пласт различных залежей, вопросов борьбы с коррозией оборудования. Недостаточно разработана технология процесса обработки пласта углекислотой.

В заключение следует отметить, что углекислый газ в нефтепромысловом деле применяется также для охлаждения забоев скважин (используется CO_2 в твердом виде) с целью повышения эффективности кислотных обработок. Холодная соляная кислота способна проникать в карбонатный пласт в удаленные от забоя скважин зоны, сохраняя свою активность. Кроме того, само добавление CO_2 в соляную кислоту также улучшает результаты обработок скважин вследствие замедления скорости реакции.

§ 5. ВОЗДЕЙСТВИЕ МАГНИТНЫХ ПОЛЕЙ НА СВОЙСТВА ВОДЫ

Замечено, что при обработке воды магнитным и электрическим полем происходят заметные изменения ее свойств. Возрастанию интенсивности изменений способствуют неоднородность магнитных полей (увеличение их числа и перемежающееся расположение полюсов), оптимальная скорость движения воды между полюсами и напряженность магнитного поля. Оптимальная величина напряженности оценивается несколькими сотнями тысяч А/м (1 Эрстед = = 795775 ампер на метр).

В. И. Классен установил, что при магнитной обработке воды в нефтепромысловом деле ухудшается смачиваемость твердых поверхностей водой [1]. Величина краевого угла смачивания увеличивается на 6—15°. Установлен также эффект понижения теплоты смачивания силикагеля и некоторых минералов водой на 10—15% после ее магнитной обработки. Вода сохраняет аномальные свойства после пребывания в магнитном поле в течение многих часов и дней.

---

[1] Классен В. И. «О состоянии работ в области воздействия магнитных полей на воду». Сб. «Применение новых физических и физико-химических воздействий на пульпу при обогащении полезных ископаемых». М., изд-во «Наука», 1967.

Однако с повышением температуры время сохранения «улучшенных» свойств воды уменьшается.

При магнитной обработке повышается растворимость различных веществ в воде, ускоряются процессы коагуляции взвесей и осветления воды. Воздействие магнитных полей на процессы кристаллизации различных веществ используется для предварительной подготовки воды перед подачей в паровые котлы. Обработка ее магнитным полем способствует уменьшению образования накипи. В нефтепромысловом деле этот эффект используется для борьбы с отложениями солей в трубопроводах при добыче обводненной нефти.

Магнитная и электрическая обработка воды повышает прочность цементного камня на 20—30% и ускоряет твердение цемента.

Теоретические основы применения магнитной и электрической обработки воды пока разработаны слабо. Наблюдается вариабельность эффектов, возникающих при обработке воды (20—25% опытов, проведенных с малыми объемами воды, не воспроизводятся). Предполагается, что это является следствием изменений электромагнитного поля земли, влияния радиоволн и т. д. Вариабельность сокращается, когда оперируют с большими объемами воды.

Изучение влияния обработки воды магнитными и электрическими полями на процессы вытеснения нефти из пористых сред находится в стадии лабораторных исследований.

§ 6. ТЕРМИЧЕСКИЕ СПОСОБЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Впервые опыты по тепловому воздействию на пласт в СССР были начаты в 30-е годы А. Б. Шейнманом и К. К. Дубровaем. С тех пор тепловые методы прошли значительный путь теоретических лабораторных и промысловых исследований.

При нагнетании в пласт горячей воды повышение температуры вызывает понижение вязкости нефти, изменение молекулярно-поверхностных сил, расширение нефти и горных пород, улучшение смачивающих свойств воды. Механизм проявления тепла, однако, более сложен, чем это можно представить из упомянутого перечня тепловых эффектов.

Горячая вода, нагнетаемая в начале процесса в пласт, быстро отдает тепло породе, остывает до пластовой температуры и поэтому между вытесняемой нефтью и последующими порциями теплоносителя возникает зона остывшей воды. Следовательно, нефть в дальнейшем будет вначале вытесняться холодной водой (пластовой температуры), а затем горячей. Поэтому прирост нефтеотдачи при нагнетании горячей воды будет наблюдаться в основном в водный период эксплуатации пласта.

Движение горячей воды в пласте сопровождается уменьшением фильтрационных сопротивлений в горячей зоне, а в дальнейшем и сопротивлений всего обрабатываемого участка. При этом повышаются темпы отбора нефти. Со временем прогреваются и включаются в разработку малопроницаемые участки, которые были обойдены или слабо промыты холодной водой.

Таковы установившиеся представления о механизме увеличения нефтеотдачи при нагнетании в пласт горячей воды. В действительности же этот механизм, по-видимому, значительно сложнее. Важнейшие детали процесса взаимодействия горячей воды с нефтенасыщенным коллектором еще не изучены.

Большой недостаток исследований по изучению тепловых методов воздействия на пласт с целью увеличения нефтеотдачи заключается в использовании в качестве моделей пластов однородных пористых сред. О том, как проходит процесс вытеснения нефти при нагнетании в неоднородный коллектор горячей воды, пока можно высказывать лишь более или менее правдоподобные догадки. В этом случае, вероятно, возможны более сложные зависимости нефтеотдачи от условий нагнетания теплоносителя, чем при обработке теплом однородных пород. При контакте горячей или теплой воды с нефтенасыщенной породой понижается вязкость нефти, улучшаются условия смачиваемости, возрастают интенсивность и роль процессов капиллярного перераспределения жидкостей.

Если уменьшение вязкости нефти способствует увеличению нефтеотдачи, то интенсификация капиллярных процессов пропитывания на фронте вытеснения может оказывать существенное отрицательное влияние на нефтеотдачу некоторых видов неоднородных пород (см. гл. VII, § 7), т. е. при введении тепла в неоднородную породу в ней могут возникать явления, оказывающие противоположное влияние на нефтеотдачу. Результат будет зависеть от того, какой из этих процессов повлияет на нефтеотдачу в большей степени. Проявление упомянутых особенностей неоднородных пород при тепловой обработке следует ожидать при низких температурах теплоносителя в пласте (до 80—85° С). При высокой температуре прогрева неоднородного пласта значительное понижение вязкости нефти, а также другие процессы, происходящие при контакте горячих теплоносителей с нефтью, по-видимому, так же как и при однородных породах, будут способствовать значительному увеличению нефтеотдачи неоднородных коллекторов при вытеснении из них нефти горячей водой.

Для уточнения технологии обработки пласта горячей водой необходимы дальнейшие исследования специфики этого процесса в условиях неоднородных пород.

Как мы уже видели, на нефтеотдачу пласта при нагнетании горячей воды влияет большое число факторов и учет влияния каждого из них затруднителен. Приближенными методами расчета нефтеотдачи учитываются только зависимость вязкости нефти и воды от температуры [50]. По расчетным данным при нагнетании горячей воды ($t = 170°$ С) прирост нефтеотдачи достигает 16—17% при высокой начальной вязкости нефти (250—300 мПа·с) и продолжительности процесса не менее 8—10 лет. Для нефтей с вязкостью 151 и 32,6 мПа$\times$ $\times$ с соответствующие приросты нефтеотдачи составят 8—11 и 4—5%.

Если в пласт нагнетается водяной пар, схема распространения тепла в коллекторе и процесс вытеснения нефти более сложны, чем

при движении в нем горячей воды. Схематический график распределения температуры в пласте при нагнетании в него перегретого водяного пара приведен на рис. VIII.5. Нагрев пласта вначале происходит за счет теплоты перегрева. При этом температура (конец зоны *1*) снижается до температуры насыщенного пара (т. е. до точки кипения воды при пластовом давлении). На нагрев пласта (в зоне *2*) расходуется скрытая теплота парообразования и далее пар конденсируется. В этой зоне температура пароводяной смеси и пласта будут равны температуре насыщенного пара, пока не будет использована вся скрытая теплота парообразования. В зоне *3* пласт будет нагреваться за счет теплоты горячей воды (конденсата) до тех пор, пока температура ее не упадет до начальной температуры пласта. Нефть будет вытесняться (зона *4*) остывшим конденсатом (начальной пластовой температуры). Часть тепла, как и в случае нагнетания горячей воды, уходит через кровлю и подошву пласта, и, кроме того, на распределение температуры будет влиять изменение пластового давления по мере удаления теплоносителя от нагнетательной скважины. В соответствии с распределением температуры нефть подвергается воздействию холодной воды, горячего конденсата и насыщенного и перегретого пара. Следовательно, механизм проявления теплоносителя, наблюдавшийся при нагнетании в пласт горячей воды, сохранится и при вытеснении нефти перегретым паром. Увеличению нефтеотдачи будут также способствовать процессы испарения под действием пара нагретой нефти и фильтрации части углеводородов в парообразном состоянии. В холодной зоне эти пары конденсируются, обогащая нефть легкими компонентами и вытесняя ее как растворитель. Процесс вытеснения нефти из пласта перегретым паром эффективнее, чем горячей водой, так как пар содержит больше тепла, чем вода (при прочих равных условиях).

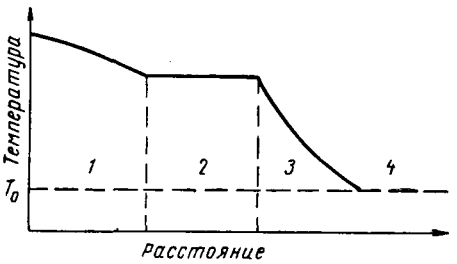


Рис. VIII.5. Схема распределения температуры в пласте при нагнетании в него пара.

Зоны: *1* — перегретого пара; *2* — насыщенного пара; *3* — горячего конденсата; *4* — остывшего конденсата.

Рассмотрим далее процессы, происходящие в пласте при извлечении нефти с помощью внутрипластового движущегося очага горения (ВДОГ) и схему его осуществления.

Горная порода вместе с насыщающей ее нефтью может рассматриваться как своеобразное горючее с высокой степенью «зольности» (95—85%). Сущность ВДОГ заключается в том, что это горючее поджигается и его горение поддерживается нагнетанием в пористую среду окислительных агентов (воздуха, смеси кислорода с газом).

Нефть поджигается через скважину при помощи различных средств (электрических и огневых горелок, химическими методами).

Предварительно разогретая порода далее нагревает движущийся через нее окислитель до температур выше воспламенения кокса и нефти. При нагнетании окислителя разогретая зона (очаг горения), температура которой поддерживается высокой за счет сгорания части нефтепродуктов, продвигается вглубь пласта. Горячие продукты сгорания и воздух, продвигаясь по пласту, эффективно вытесняют нефть. Процесс является «автотермическим», т. е. процесс продолжается непрерывно за счет образования продуктов для горения типа кокса. Механизм горения и передвижения его очага при этом следующий.

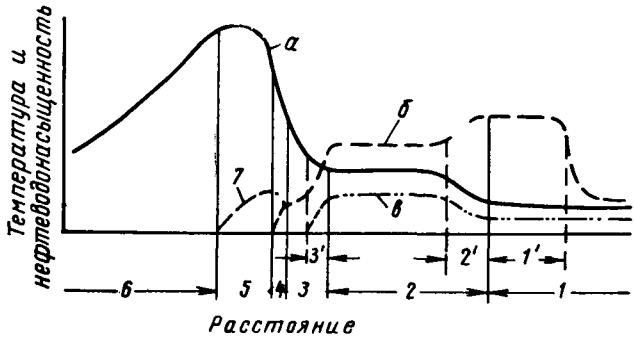


Рис. VIII.6. Схема процесса ВДОГ (По А. Б. Шейнману, Г. Е. Малофееву, А. И. Сергееву).

Распределение: *а* — температуры; *б* — нефтенасыщенности; *в* — водонасыщенности; *1* — зона пластовой температуры; *1'* — область с увеличенным содержанием нефти; *2* — зона предварительного повышения температуры; *2'* — область конденсации паров воды; *3* — зона испарения; *3'* — область испарения воды; *4* — зона термохимических реакций; *5* — зона горения; *6* — зона регенерации тепла; *7* — содержание кокса.

В области горения можно выделить несколько зон, в которых проходят процессы превращения вещества, а углеводороды находятся в различном состоянии. На рис. VIII.6 показано схематическое строение области горения в один из моментов процесса. В ней выделяются зоны: пластовой температуры, предварительного нагрева, испарения нефти, термохимических реакций, горения, регенерации тепла.

В зоне предварительного нагрева (с температурой не менее 100° С) конденсируются вода (пластовая, связанная, реакционная) и продукты испарения нефти, поступившие сюда из последующих более горячих зон. Из сконденсировавшихся паров воды здесь может образоваться оторочка горячей воды, которая вместе с газообразными продуктами вытесняет нефть из пласта. В зоне испарения с температурой 150—200°С проходит процесс перегонки нефти в потоке горячих газов и паров воды. Поток способствует испарению при этой температуре более тяжелых фракций нефти, чем при обычном кипении. В следующей зоне протекают термохимические процессы (крекинг, окислительный пиролиз и газификация), в результате кото-

рого из тяжелой нефти выделяется кокс, отлагающийся на стенках поровых каналов и взаимодействующий с неизрасходованным кислородом в зоне горения. Кислород здесь частично расходуется также на горение углеводородных паров и газов. Тепло, выделяемое в процессе горения, аккумулируется в следующей зоне и затем отдается потоку окислителя.

В соответствии с описанной схемой процесса находится нефтеводонасыщенность в пласте (рис. VIII.6). Таким образом, суммарный результат воздействия движущегося очага горения на пласт складывается из многочисленных эффектов, способствующих увеличению нефтеотдачи: образуются легкие углеводороды, конденсирующиеся в ненагретой зоне пласта впереди фронта горения и уменьшающие вязкость нефти; конденсирующаяся влага образует зону повышенной водонасыщенности («вал горячей воды»); происходит термическое расширение жидкостей и породы, увеличиваются проницаемость и пористость за счет растворения цементирующих материалов; углекислый газ, образующийся при горении, растворяется в воде и в нефти, повышая их подвижность; тяжелые остатки нефти подвергаются пиролизу и крекингу, что увеличивает выход углеводородов из пласта. Из сказанного следует, что метод ВДОГ сочетает одновременно различные методы воздействия на пласт — горячей водой, паром, растворителями.

Успешному осуществлению процесса способствуют равномерность распределения нефти в пористой среде, высокая проницаемость и пористость. Более устойчивые очаги горения возникают в породе, содержащей тяжелые нефти, обладающие повышенным содержанием коксового остатка. Другим горючим является газ. Но процесс может проходить и при дегазированной нефти.

Повышенная водонасыщенность пласта затрудняет течение процесса. При значительной нефтенасыщенности пород нефть из пласта должна быть вытеснена закачкой газа настолько, чтобы была возможна циркуляция окислителя.

Тепловая волна, образующаяся при горении, характеризуется температурной кривой, имеющей два ниспадающих крыла с максимальной точкой между ними, соответствующей температуре очага горения. По лабораторным данным ее величина достигает 550—600° С. Фронтальное крыло температурной кривой возникает в процессе горения кокса и частично нефти вследствие распространения тепла конвективным его переносом продуктами горения и конденсации паров углеводородов и воды и за счет теплопроводности. После движущегося очага горения остается нагретая порода, охлаждающаяся постепенно движущимся здесь окислителем. Так возникает тыловая ниспадающая кривая температур. По данным лабораторных экспериментов длина тепловой волны достигает нескольких десятков сантиметров. Скорость движения волны зависит от плотности потока окислителя и концентрации в нем кислорода и может изменяться от единиц до десятков метров в сутки. С увеличением содержания кислорода в окислителе скорость перемещения очага горения возрастает.

По данным А. Б. Шейнмана, Г. Е. Малофеева и А. И. Сергеева масса коксоподобного материала, расходуемого на горение, составляет 1—2% от массы породы. При меньших его количествах (в случае маловязких легких нефтей) организовать процесс ВДОГ без дополнительного ввода в пласт горючего (в виде смеси газа с окислителем) не удается. Количество остающегося коксового остатка зависит от вязкости и плотности нефти, температуры очага горения, плотности потока окислителя. С увеличением температуры в зоне термических реакций количество образующегося горючего материала уменьшается. По расчетным и экспериментальным данным коэффициент нефтеотдачи в пластах с легкими нефтями при методе ВДОГ может достигать 80—85%, а в пластах с тяжелыми нефтями — более 70%.

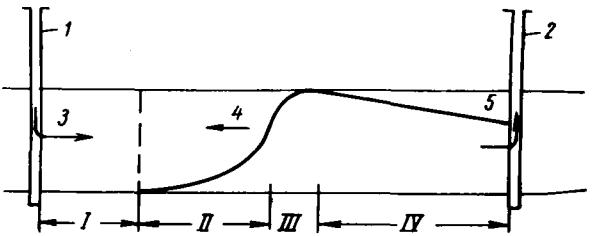


Рис. VIII.7. Распределение температуры при противоточном процессе ВДОГ.

Зоны: *I* — холодная; *II* — кондуктивного нагрева; *III* — горения; *IV* — нагретая зона за фронтом горения.
1 — нагнетательная скважина; *2* — эксплуатационная скважина; *3* — направление движения окислителя; *4* — направление перемещения очага горения; *5* — температурный профиль.

До сих пор мы рассматривали основной прямоточный вариант этого метода (т. е. фронт горения был направлен в сторону движения потока окислителя). Процесс возможен и при противоположном движении фронта горения (противоточный вариант ВДОГ). Схема распределения температуры при противоточном процессе ВДОГ показана на рис. VIII.7. В этом случае температура пласта начинает повышаться в зоне *II* за счет теплопроводного распространения тепла из зоны горения. Здесь происходят процессы испарения нефти и воды. В зоне *III* сгорает часть легких фракций нефти. Количество сгорающих нефтепродуктов зависит от плотности потока окислителя. Оставшаяся часть нефти в этой зоне испаряется и разлагается, и через горячую зону *IV* газообразные продукты поступают в скважину.

§ 7. ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА РАСТВОРИТЕЛЯМИ

В СССР и за рубежом интенсивно разрабатываются методы увеличения нефтеотдачи пластов путем нагнетания в них непосредственно растворителей (спиртов, бензола, жидкого пропана и т. д.).

Сущность их заключается в том, что в пласте создается оторочка растворителя, которая затем проталкивается другим более дешевым агентом. Движущаяся оторочка растворяет нефть и полностью вымывает ее из пористой среды. Оставшийся в пласте растворитель можно извлечь нагнетанием вытеснителя. Например, при использовании в качестве вытеснителя сухого газа оставшийся растворитель удаляется (выдувается) из пласта газом и улавливается на газобензиновом заводе.

По данным лабораторных опытов при вытеснении нефти, например, жидким пропаном нефтеотдача приближается к 100%. Это можно объяснить отсутствием поверхностей раздела между нефтью и вытесняющей ее жидкостью, а следовательно, и капиллярных сил, препятствующих вытеснению нефти.

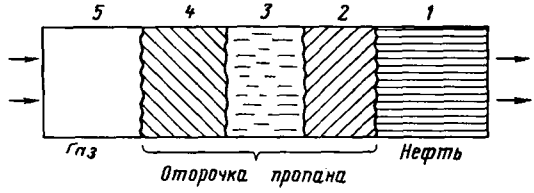


Рис. VIII.8. Распределение углеводородов в направлении линий тока при вытеснении нефти жидким пропаном.

1 — нефть; *2* — зона смеси пропана с пластовой нефтью; *3* — зона чистого пропана; *4* — смесь пропана с сухим газом; *5* — сухой газ.

Опытами установлено, что при движении оторочки растворителя через пористую среду происходит размывание ее вследствие разбавления растворителя с одного края нефтью, а с другого — вытесняющим агентом (рис. VIII.8). Поэтому эффективность процесса во многом зависит от параметров пласта и условий вытеснения, определяющих закономерности движения оторочки растворителя — соотношения вязкостей нефти и вытесняющей жидкости, длины пласта и степени однородности его физических свойств, скорости вытеснения и т. д.

Степень перемешивания жидкости характеризуется коэффициентом дисперсии D, который называют коэффициентом конвективной диффузии или коэффициентом перемешивания. Опыт показывает, что коэффициент D в значительной степени зависит от скорости движения и на несколько порядков может быть выше коэффициента молекулярной диффузии D_0.

Большое влияние на процесс оказывает различие плотностей нефти и растворителя вследствие искривления поверхности контактов и образования гравитационных языков.

Оптимальный размер оторочки, необходимой для сохранения ее сплошности до подхода фронта вытеснения к эксплуатационным

скважинам, для различных условий следует определять специальными исследованиями, учитывающими специфику залежи. При практическом осуществлении процесса размеры оторочки колеблются от 4 до 12% объема порового пространства.

Установлено, что количество вытесняющей фазы, необходимое для полного извлечения нефти, возрастает с увеличением соотношения вязкостей нефти и растворителя. Длина зоны смеси растворителя и нефти увеличивается с ростом пути, пройденного фронтом вытеснения. Аналогичное влияние на длину зоны смеси оказывает увеличение соотношения вязкости нефти и растворителя. По экспериментальным данным проницаемость пород и скорость вытеснения существенно не влияют на длину зоны смеси. При вытеснении нефти по схеме «жидкий пропан — газ» увеличение давления в пласте приводит к более полному ее извлечению, так как при высоких давлениях разбавленный газом пропан лучше смешивается с нефтью.

Большое влияние на эффективность процесса оказывают состав нефти и насыщенность порового пространства различными фазами. Легкие нефти эффективно вытесняются растворителями. При наличии свободного газа в нефтяной части пласта процесс замедляется вследствие смешивания пропана с газом и ухудшения его качеств как растворителя.

Значительное снижение эффективности процесса наблюдается при большом количестве воды в пористой среде. Вода блокирует часть нефти, которая при этом теряет контакт с жидким пропаном. В таких условиях можно применять растворители, смешивающиеся и с водой, и с нефтью, например, спирт.

Значительная работа по изучению механизма процесса, характера распределения жидкостей, закономерностей их взаимодействия в пористой среде проведена сотрудниками ВНИИ М. Д. Розенбергом, П. И. Забродиным, Н. Л. Раковским [18]. В результате их исследований получены количественные показатели, характеризующие процесс вытеснения нефти из пласта растворителями, которые могут быть использованы при проектировании этого процесса в промышленных условиях.

Наибольший интерес для промысловой практики представляют исследования процесса фильтрации смешивающихся жидкостей различной вязкости. Изучение принципиальных особенностей вытеснения взаиморастворимых жидкостей различной вязкости и выявление параметров, существенных для проектирования процесса вытеснения нефти растворителями или оторочками растворителей из реальных нефтяных пластов, проведено во ВНИИ на моделях длиной 50 м.

В качестве рабочих жидкостей применялись различные неполярные углеводороды, полностью смешивающиеся между собой (бензин, керосин, трансформаторное масло). Концентрация их в потоке определяется радиационным методом (по концентрации радиоактивных компонентов, которым метится оторочка) или по коэффициенту преломления исходных углеводородов и их смесей.

Рассмотрим вначале результаты исследований ВНИИ фильтрации в пористой среде двух взаиморастворимых жидкостей, когда в пласте находятся только пластовая жидкость с вязкостью μ_2 и смешивающаяся с ней вытесняющая жидкость с вязкостью μ_1. По результатам экспериментов строились исходные зависимости изменения насыщенности ρ $(\overline{V})$ пористой среды вытесняющей жидкостью во времени в разных его сечениях. Зависимость ρ $(\overline{V})$ для одного из опытов приведена на рис. VIII.9. По оси абсцисс отложено безразмерное время, выраженное через объем закачки вытеснителя в долях полного объема $V_п$ пористой среды модели пласта $\overline{V} = \frac{V}{V_п}$,

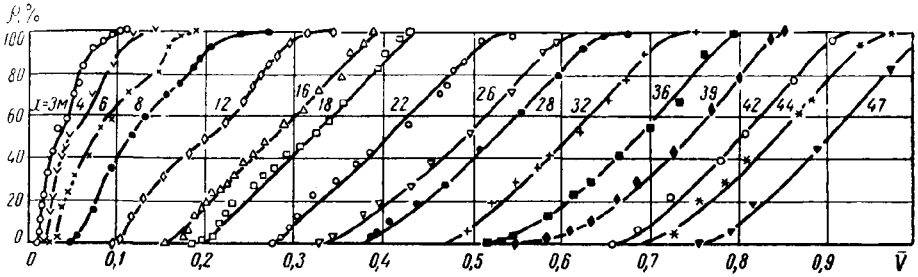


Рис. VIII.9. Изменение насыщенности пористой среды вытесняющим агентом по длине модели пласта.
Вязкости вытесняющей жидкости $\mu_1 = 0{,}53$ мПа·с и пластовой жидкости $\mu_2 = 8{,}3$ мПа·с; $\Delta p/L = 0{,}03$ МПа/м.

а по оси ординат — насыщенность вытесняющей жидкостью ρ. Кривые ρ $(\overline{V})$ на рис. VIII.9 соответствуют определенному сечению (расстояния x в метрах каждого рассмотренного сечения от входного конца модели указаны на графиках). Они показывают, что например, на расстоянии 12 *м* от входного конца модели вытесняющая жидкость появляется при закачке ее в модель в объеме 0,1 части от объема порового пространства модели пласта $(\overline{V} = 0{,}1)$. При закачке 0,2 объемов вытеснителя $(\overline{V} = 0{,}2)$ его концентрация в этом сечении достигает около 50%, а при $\overline{V} \geqslant 0{,}32$ и далее будет фильтроваться чистый вытеснитель.

По графикам, полученным при различных условиях течения процесса, определялись коэффициенты вытеснения (нефтеотдачи) в зависимости от объема закачки η $(\overline{V})$, распределение насыщенности ρ $(\overline{x})$ пористой среды вытесняющей жидкостью по длине образца в различные моменты времени (где $\overline{x} = \frac{x}{L}$ — безразмерное расстояние сечения от входа, L — длина модели пласта), относительная длина зоны смеси $l' = \frac{l}{L}$ (где l — размер зоны смеси). За величину l принималось расстояние между точками, соответствующими

изменению насыщенности в данном сечении от 5 до 95% (см. рис. VIII.10).

Одним из наиболее важных показателей, который влияет на характеристики процесса, является размер зоны смеси. Рассмотрим далее результаты исследований ВНИИ зависимости изменения зоны смеси от соотношения вязкостей, абсолютного значения вязкостей, скорости фильтрации и других факторов.

На рис. VIII.10 приведены кривые изменения насыщенности пористой среды вытесняющей жидкостью по длине образца в раз-

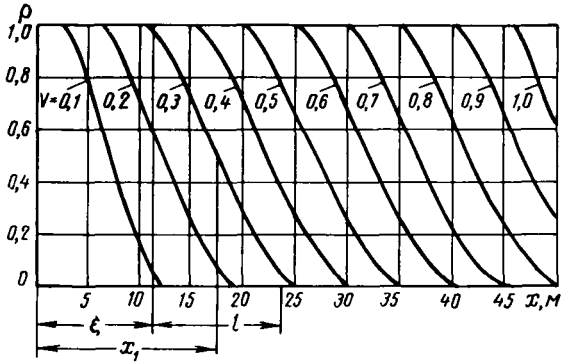


Рис. VIII.10. Распределение насыщенности пористой среды вытесняющей жидкостью по длине образца в различные моменты времени.

l — длина зоны смеси; ξ — координата тыловой границы зоны; x_1 — координата сечения с насыщенностью $\rho = 0{,}5$ (или 50%).

Опытные данные ВНИИ: $\mu_1 = 0{,}53$ мПа·с; $\mu_2 = 8{,}3$ мПа·с; $\Delta p/L = 0{,}03$ МПа/м.

личные моменты времени. Оно выражено безразмерным объемом закачки $\overline{V}$ (в долях порового объема модели пласта $\overline{V}_п$). Как следует из этого рисунка распределение насыщенности по длине образца в зоне смеси можно аппроксимировать прямой линией, наклон которой уменьшается по мере удаления зоны смеси от начального сечения. Уравнение этой линии можно представить в следующем виде (обозначения см. на рис. VIII.10)

$$\rho(x) = 1 - \frac{x - \xi}{l}. \qquad \text{(VIII.4)}$$

Уже упоминалось, что длина зоны смеси определялась по кривым $\rho(x)$ как расстояние между точками с насыщенностью 0,05 и 0,95. Графики типа рис. VIII.10, построенные по данным опытов, проведенных при различных условиях, были использованы для построения зависимости длины зоны смеси l от пройденного расстояния, за которое принималась длина x_1 пути точки с насыщенностью $\rho = 0{,}5$

(см. рис. VIII.10). Оказалось, что величину длины l смеси от пройденного расстояния можно выразить степенной функцией вида

$$l = Cx_1^{\alpha}, \qquad \text{(VIII.5)}$$

где C и α — коэффициенты, зависящие от вязкостей пластовой жидкости μ_2 и вытесняющей жидкости μ_1.

Для удобства уравнение (VIII.5) приводится к безразмерному виду:

$$\bar{l} = C\bar{x}_1^{\alpha}, \qquad \text{(VIII.6)}$$

где

$$\bar{l} = \frac{l}{l_0}; \quad \bar{x}_1 = \frac{x_1}{l_0},$$

l_0 — характерный линейный размер (принято $l_0 = 10$ *см*); т. е. величина, соизмеримая с радиусом скважины.

Зависимости $C(\mu_0)$ и $\alpha(\mu_0)$ получены путем осреднения этих коэффициентов для каждого соотношения вязкости (рис. VIII.11). Анализ результатов опытов показывает, что длина зоны смеси на фиксированных расстояниях от входа увеличивается с возрастанием соотношения вязкости μ_0. С ростом абсолютных значений вязкости вытесняемой и вытесняющей жидкостей длина зоны смеси также возрастает. По данным ВНИИ перепад давления (скорость вытеснения) незначительно влияет на длину зоны смеси в однородном линейном пласте.

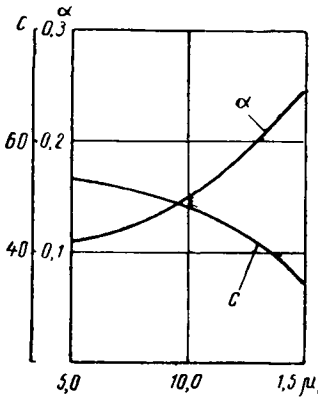


Рис. VIII.11. Зависимости коэффициентов C и α от соотношения вязкостей μ_0.

В реальных условиях нефть вытесняется оторочкой растворителя, которая продвигается по пласту третьим агентом, смешивающимся с жидкостью оторочки. Эта схема в опытах ВНИИ моделировалась системой трех углеводородных жидкостей различной вязкости, последовательно нагнетаемых в пористую среду (в образец, заполненный моделью нефти — трансформаторным маслом вязкостью $\mu_2 = 26$ мПа·с), закачивалась оторочка керосина ($\mu_{от} = 2{,}6$ мПа × × с), а затем в пласт вводилась вытесняющая жидкость (бензин $\mu_1 = 0{,}58$ мПа·с). При этом возникали две зоны смеси — между растворителем и моделью нефти и между вытесняющей жидкостью и материалом оторочки. Поведение каждого из них подчинялось закономерностям, с которыми мы познакомились, когда рассматривали процесс фильтрации двух смешивающихся жидкостей в пористой среде. Размер зон смеси при перемещении оторочки по пласту увеличивается и поэтому сокращается длина участка 100%-ной насыщенности. Если объем оторочки небольшой, то при движении она размывается и на некотором расстоянии от входа в пласт насыщенность пористой среды углеводородами оторочки становится меньше 100%.

Минимально необходимым объемом оторочки принято называть такой ее объем, при котором обеспечивается сохранение участка 100%-ной насыщенности по всей длине пласта. Для однородной пористой среды минимально необходимый объем оторочки по данным ВНИИ составляет 3—4% от объема пор обрабатываемого пласта. При обработке растворителями реального коллектора из-за его неоднородности объем оторочки увеличивается до 10—12% от объема пор обрабатываемого участка.

Важной проблемой воздействия на пласт растворителями является выбор агента, продвигающего оторочку растворителя по пласту. Вслед за оторочкой наиболее рационально нагнетать в пласт газ, хорошо растворяющийся в растворителе. Легче и полнее извлекается из пласта растворитель. Но при этом необходимо иметь значительные объемы сжатого газа и, кроме того, из-за высокой подвижности газа приходится увеличивать размер оторочки растворителя. Поэтому изучается процесс продвижения оторочки по пласту водой. При этом на разделе вода — растворитель наблюдаются уже известные нам закономерности фильтрации двухкомпонентных несмешивающихся систем и значительное количество растворителя остается не вытесненным в обводненной зоне пласта. Поэтому изучаются возможности применения и регенерации растворителей типа спиртов, растворимых в воде и в нефтях.

§ 8. УСЛОВИЯ ВЗАИМОРАСТВОРИМОСТИ УГЛЕВОДОРОДОВ ОТОРОЧКИ С НЕФТЬЮ И ГАЗОМ

Если оторочка продвигается по пласту газом, то в качестве растворителя обычно используются сжиженные пропан-бутановые смеси и другие более тяжелые углеводороды. Состав растворителя необходимо выбрать так, чтобы наблюдалась неограниченная взаимная растворимость оторочки в нефти и газе. При этом условии в пористой среде не возникают границы раздела (мениски) и вытеснение нефти происходит наиболее эффективно. Для осуществления смесимого вытеснения нефти оторочкой необходимо выбрать такой состав углеводородов растворителя, при котором они в пластовых условиях находятся в жидком состоянии. При вытеснении нефти пропаном или бутаном эти индивидуальные углеводороды будут в пласте в жидком состоянии, если пластовая температура ниже их критических температур, а пластовое давление выше упругости паров этих углеводородов. Если в качестве оторочки используются смеси углеводородов, то пластовая температура должна быть ниже критической температуры смеси, а пластовое давление — выше давления насыщения системы «нефть — углеводородная смесь», при пластовой температуре. Один из способов приближенной оценки критических параметров смесей приведен в гл. IV, § 4.

Сложнее достигается неограниченная растворимость углеводородов на границе «оторочка — газ». Для этого требуются более высокие давления, в чем легко убедиться, рассматривая критические

кривые смесей метана с различными углеводородами (рис. IV.13). Смесь представляет собой гомогенную среду, если ее параметры располагаются на критической кривой или выше ее. В области выше критической смесь метана с соответствующим углеводородом находится в гомогенном состоянии — жидком или газообразном — в зависимости от температуры и соотношения этих компонентов. Переход из одного состояния в другое в этой области осуществляется без возникновения поверхностей раздела. Следовательно, если параметры смеси принадлежат этой области, то смесь характеризуется неограниченной взаимной растворимостью метана и выбранного углеводорода. Из рис. IV.13 следует, что, например, при температуре 40° С неограниченная взаимная растворимость метана с пропаном наступает при давлении выше 9,2 МПа, метана с бутаном — выше 13,4 МПа, метана с пентаном — выше 17 МПа.

Оторочка растворителя обычно состоит из смеси сжиженных углеводородов. Минимальное давление, которое нужно поддерживать в каждой точке пласта, чтобы происходило смешивающееся вытеснение, определяют расчетом. Для упрощения состав оторочки рассматривают как один сложный компонент, образующийся в переходной зоне бинарной смеси метана с этим компонентом. И далее считают, что для такой системы критические параметры совпадают с максимальным давлением и температурой, при которых углеводороды (бинарная смесь) полностью переходят в однофазное состояние. Мы ранее видели (см. гл. IV, § 4), что это предположение не всегда справедливо — многокомпонентные системы (в отличие от действительных бинарных смесей) могут существовать в двухфазном виде в области выше критических давлений и температур. Однако установлено, что для углеводородов, обычно используемых в качестве растворителей, превышение максимального давления, когда еще возможно существование смесей в двухфазном состоянии над критическим, не превышает 2—3%. Например, для смесей природного газа с газолином превышение максимального давления составляет 0,3—0,6 МПа (при критических давлениях 19—20 МПа), т. е. эта разница лежит в пределах ошибок расчетного определения критического давления. Поэтому считается, что условие смесимости оторочки из сжиженных углеводородных газов с метаном соблюдается, если давление в пласте поддерживается выше критического при пластовой температуре. Как мы уже видели (см. § IV.4), критическую кривую можно построить по расчетным данным. При этом многокомпонентная смесь условно считается бинарной (метан и этан + высшие), где второй компонент представляет собой сжиженные углеводороды оторочки. Критические параметры этой бинарной смеси определяются по критическим свойствам бинарных смесей метана с углеводородами парафинового ряда (рис. IV.13). Кроме того, на рис. VIII.12 показаны критические кривые тройных смесей метан — н-бутан — декан, метан — этан — н-пентан и смесей природного газа с бутаном для различных соотношений $C = \frac{x_2}{x_2 + x_3}$,

где x_2 и x_3 — концентрация тяжелых компонентов, входящих в состав второго компонента. На рис. VIII.12 также приведены критические кривые бинарных смесей метана с индивидуальными углеводородами.

А. С. Великовским, Г. С. Степановой и Я. И. Выборновой предложены следующие эмпирические формулы для определения максимального давления критических кривых бинарных смесей метана

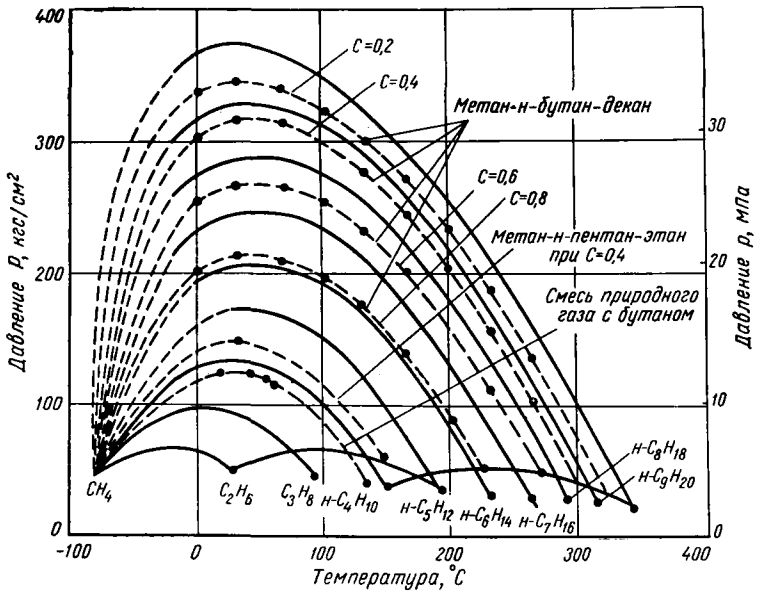


Рис. VIII.12. Критические кривые бинарных и тройных смесей метана с различными углеводородами.

с углеводородами нормального парафинового ряда и температуры, отвечающей этому давлению:

$$p_{\text{кр max}} = 0{,}00353\,(M_2)^2 + 2{,}131 M_2, \qquad \text{(VIII.7)}$$

$$T_{\text{кр max}} = 0{,}683\,(T_{\text{кр 2}} + 82)\,0{,}9936^{M_2} - 0{,}82, \qquad \text{(VIII.8)}$$

где $p_{\text{кр max}}$ — максимальное давление критической кривой в кгс/см²;
M_2 — молекулярная масса нормального парафинового углеводорода, составляющего смесь с метаном;
$T_{\text{кр max}}$ — температура, отвечающая давлению $p_{\text{кр max}}$, в °С;
$T_{\text{кр 2}}$ — критическая температура нормального парафинового углеводорода, составляющего смесь с метаном, в °С.

При давлении в пласте выше $p_{\text{кр max}}$ оторочка будет находиться в однофазном состоянии при любой температуре. Если состав оторочки сложный, вместо молекулярной массы M_2 индивидуального

компонента необходимо в формулы (VIII.7) и (VIII.8) подставить значения эквивалентной молекулярной массы тяжелых компонентов $M_{экв}$ (методику определения $M_{экв}$ см. в гл. IV, § 4).

§ 9. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КРИТИЧЕСКОГО СОСТАВА СМЕСИ

Необходимое давление, при котором наступает вытеснение оторочки метаном в условиях смесимости, может оказаться высоким и не приемлемым для условий воздействия.

Давление в системе, когда нефть будет вытесняться оторочкой и газом в условиях их полной смешиваемости, можно уменьшить, если растворитель продвигать газом, обогащенным этаном, пропаном и бутаном. При этом задача сводится к определению необходимого состава нагнетаемого газа и смеси в промежуточной зоне, для которых пластовая температура и давление являются критическими (критический состав). При выборе такого состава углеводородов условно принимается, что промежуточная зона, образующаяся оторочкой и вытесняющим ее сжатым газом, в которой доля последнего изменяется от 0 до 100%, состоит из двух сложных компонентов. Состав каждого из этих компонентов в зоне смеси предполагается постоянным, изменяется лишь количественное соотношение двух компонентов в смеси.

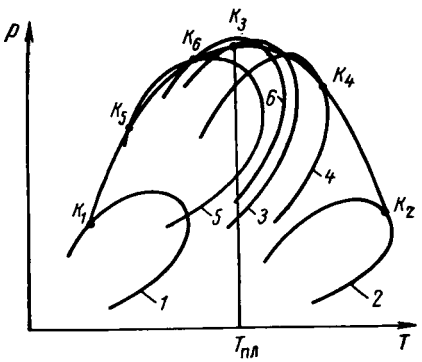


Рис. VIII.13. Схема изменения фазовой диаграммы при переходе от оторочки к сжатому газу.

Как известно, при изменении состава системы сдвигаются и значения критических ее параметров (см. рис. IV.4). Допустим, что фазовая диаграмма *1* на рис. VIII.13 отвечает составу вытесняющего газа, а диаграмма *2* — составу оторочки. Тогда схематическое изменение фазовых диаграмм углеводородов в зависимости от концентрации компонентов в зоне смеси при переходе от оторочки к сжатому газу будет характеризоваться промежуточными диаграммами *3*, *4*, *5* и *6* и соответствующей критической кривой, соединяющей критическую точку K_1, отвечающей составу сжатого газа и K_2 — составу оторочки. С увеличением доли сжатого газа в смеси возникают системы, которые в пластовых условиях будут находиться в газообразном состоянии (диаграммы *5* и *6*). С уменьшением доли сжатого газа в смеси возникают системы, которые в пластовых условиях будут находиться в жидком состоянии (диаграмма *4*).

Как следует из рис. VIII.13, при пластовой температуре $T_{пл}$ максимальное давление, когда смесь может разделиться на две фазы, будет близким к критическому давлению для смеси с фазовой диаграммой *3*. Пластовая изотерма является критической для данной

смеси. Следовательно, чтобы вытеснение было смесимым, давление в пласте должно быть выше критического давления (точка K_3), снимаемого с критической кривой при пластовой температуре. (Ранее было упомянуто, что превышение давления перехода системы легких углеводородов в однофазную область над критическим, составляет не более 2—3% критического давления. Поэтому считаем условием смесимости превышение пластового давления над критическим.)

Состав углеводородов вытесняющего газа и оторочки, удовлетворяющий этому условию, обеспечивает процесс продвижения растворителя в условиях полной смесимости углеводородов. Этот состав находят, задаваясь различными соотношениями величины d — текущей мольной доли сжатого газа в составе углеводородов промежуточной зоны. Далее определяют критические температуры, соответствующие выбранным составам смесей, и в результате подбирают такой состав, для которого пластовая температура является критической. Критическую температуру и критическое давление определяется по методике, с которой мы познакомились ранее (см. § IV.4).

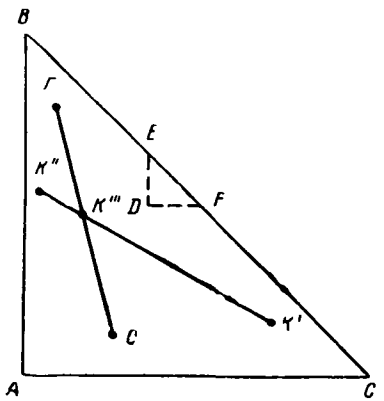


Рис. VIII.14. Изображение составов тройных смесей на прямоугольном равнобедренном треугольнике.

Рассмотрим далее подбор критического состава смеси, состоящего из d молей сжатого газа и $(1 - d)$ молей оторочки с помощью треугольной диаграммы тройных смесей (рис. VIII.14). По линии AB откладывается содержание метана в смеси, а по линии AC — промежуточного компонента (содержание этана или смеси этана с пропаном). В этих координатах составу смеси отвечает точка D. Отрезок DE или DF равен составу остальных компонентов ($C_3 +$ высшие или $C_4 +$ высшие). Если точка $Г$ отвечает составу сжатого газа, а точка O — оторочки, то прямая $ГO$ отвечает составам промежуточной зоны, где концентрация сжатого газа изменяется от 0 до 100%. На этой прямой лежит точка, соответствующая критическому составу смеси при пластовой температуре. Координаты ее можно определить по точкам K' и K'', отвечающим критическим составам смесей, составленных из метана и компонентов $C_2 +$ высшие, содержащихся в сжатом газе, из метана и компонентов $C_2 +$ высшие, содержащихся в оторочке. Прямая $K'K''$ пересекает линию $ГO$ в точке K''', координаты которой соответствуют критическому составу смеси при пластовой температуре. Координаты точек K' и K'' можно найти с помощью диаграммы зависимости критической температуры от мольного содержания метана в его бинарных смесях с углеводо-

родами нормального парафинового ряда, приведенной на рис. VIII.15. Для определения критического состава смеси, составленной из метана и компонентов C_2 + высшие, содержащихся в сжатом газе при пластовой температуре (т. е. для определения координаты точки K') на рис. VIII.15 наносят кривую, соответствующую полученному значению молекулярной массы (для этого используют интерполяцию). Содержание метана в критической смеси определяют по точке

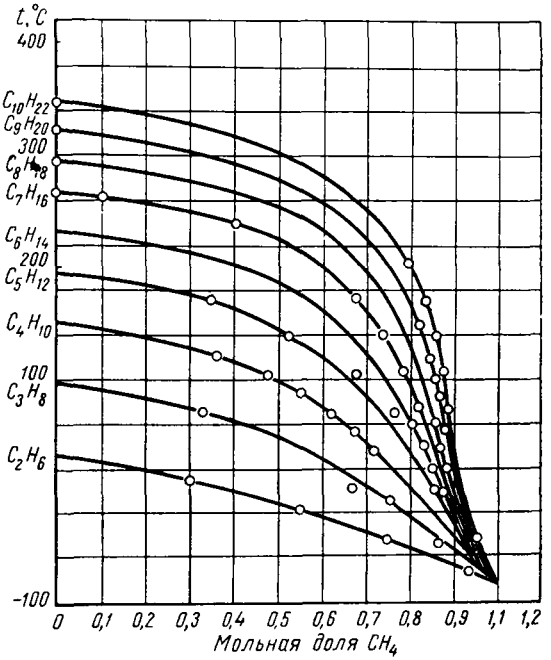


Рис. VIII.15. Зависимость критической температуры от мольного содержания метана в его бинарных смесях с углеводородами нормального парафинового ряда (составлены Г. С. Степановой по данным различных исследователей).

пересечения построенной кривой с изотермой, соответствующей пластовой температуре. Также находится и критический состав смеси, составленный из метана и компонентов C_2 + высшие, содержащихся в оторочке (т. е. координаты точки K'').

Пример[1]. Нефть вытесняется оторочкой следующего состава (в % мольн.): этана 7, пропана — 46, изобутана — 19, *н*-бутана — 21 и пентанов — 7. Оторочка вытесняется сжатым газом следующего состава (в % мольн.): метана — 91, этана — 6, пропана — 3. Определить давление смесимости на контакте оторочки — газ, если пластовая температура равна 40° С.

[1] Николаевский В. Н., Бондарев Э. А., Миркин М. Ц., Степанова Г. С., Терзи В. П. Движение углеводородных смесей в пористой среде. М., изд-во «Недра», 1968.

Р е ш е н и е. Задаемся значением $d = 0{,}5$, и определяем состав системы. Пусть $x_1', x_2', \ldots, x_m'$ — мольные доли компонентов, входящих в состав сжатого газа и $x_1'', x_2'', \ldots, x_k''$ — мольные доли компонентов, входящих в состав оторочки. Условно принимается, что в промежуточной зоне находятся два сложных компонента и состав их остается постоянным — изменяется в зоне смеси только количественное соотношение компонентов.

В любом составе смеси промежуточной зоны мольные доли компонентов будут равны

$$x_i = x_i' d + x_i''(1-d), \qquad \text{(VIII.9)}$$

где d — текущая мольная доля сжатого газа в составе промежуточной зоны, изменяющаяся в пределах от 0 до 1.

По уравнению (VIII.9) определяем состав (графа 6, табл. VIII.2) и для него вычисляем критическую температуру и молекулярную массу компонента этан + + высшие.

Расчет критической температуры проводится по следующей схеме.

1. По составу всей смеси находим ее псевдокритическую температуру по формуле (графа 8, табл. VIII.2)

$$T_{кр} = \sum x_i T_{кр\,i},$$

где $T_{кр\,i}$ — критические температуры компонентов;

x_i — мольные доли компонентов в смеси.

2. Условно разделяем смесь на два компонента — метан и остальные (C_2 + + высшие). По составу смеси этан + высшие подсчитываем молекулярную массу $M_{C_2+высшие}$ сложного компонента (графа 10, табл. VIII.2).

3. Из рис. IV.15 определяем отклонение истинной критической температуры от псевдокритической (ΔT) по величине $M_{C_2+высшие}$ и мольному содержанию метана в смеси или этана + высшие. По рис. IV.15 находим при мольной доле метана в смеси $x_1 = 0{,}455$ и молекулярной массе второго (тяжелого) компонента $M = 44{,}09$ (кривая $CH_4 - C_3H_8$) $\Delta T = 40°$ С; при $M = 58{,}12$ (кривая CH_4 — н-C_4H_{10}) $\Delta T = 62°$ С. Интерполируя между этими значениями для $M = 49{,}5$, получим:

$$\Delta T_{кр} = 62 - \frac{(62-40)\cdot(58{,}12-49{,}5)}{58{,}12-44{,}09} = 48{,}85;$$

$$T_{кр} = 297{,}82 + 48{,}85 - 273 = 73{,}67° \text{ С}.$$

Критическая температура смеси при $d = 0{,}5$ получилась сильно завышенной по отношению к пластовой. Для ее уменьшения следует увеличить долю сжатого газа. Примем $d = 0{,}6$. Тогда

$$\Delta T = 66 - \frac{(66-42)\,(58{,}12-49{,}03)}{58{,}12-44{,}09} = 50{,}45;$$

$$T_{кр} = 278{,}9 + 50{,}45 - 273 = 56{,}35° \text{ С}.$$

При $d = 0{,}7$

$$\Delta T = 69 - \frac{(69-38)\,(58{,}12-48{,}12)}{58{,}12-44{,}09} = 44{,}9;$$

$$T_{кр} = 259{,}96 + 44{,}9 - 273 = 31{,}9° \text{ С}.$$

Таблица VIII.2

Компоненты	Состав сжатого газа x_i', мольные доли	Состав отсечки x_i'', мольные доли	$x_i'd$	$x_i''(1-d)$	Состав системы x_i, мольные доли	$T_{кpi}$ °К	$x_i T_{кpi}$	Молекулярная масса M_i	$x_i M_i$
При $d=0,5$									
Метан	0,91	—	0,455	—	0,455	191	86,9	16,04	—
Этан	0,06	0,07	0,03	0,035	0,065	305	19,82	30,06	1,954
Пропан	0,03	0,46	0,015	0,23	0,245	370	90,65	44,09	10,802
Изобутан	—	0,17	—	0,085	0,085	408	34,68	58,12	4,49
Н-бутан	—	0,21	—	0,105	0,105	425	44,62	58,12	6,103
Пентаны	—	0,09	—	0,045	0,045	470	21,15	72,14	3,201
Сумма	1,00	1,00	0,5	0,5	1,00	—	297,82	—	27,00

$$M_{C_2+\text{высшие}}=\frac{27}{1-x_i'd}=\frac{27}{0,545}=49,5$$

При $d=0,6$

Метан	0,91	—	0,546	—	0,546	191	104,28	16,04	—
Этан	0,06	0,07	0,036	0,028	0,064	305	19,52	30,06	1,924
Пропан	0,03	0,46	0,018	0,184	0,202	370	74,74	44,09	8,906
Изобутан	—	0,17	—	0,068	0,068	408	27,74	58,12	3,952
Н-бутан	—	0,21	—	0,084	0,084	425	35,7	58,12	4,882
Пентаны	—	0,09	—	0,036	0,036	470	16,92	72,14	2,507
Сумма	1,00	1,00	0,6	0,4	1,00	—	278,9	—	22,26

$$M_{C_2+\text{высшие}}=\frac{22,26}{0,454}=49,03$$

При $d=0,7$

Метан	0,91	—	0,637	—	0,637	191	121,66	—	—
Этан	0,06	0,07	0,042	0,021	0,063	305	19,21	30,06	1,893
Пропан	0,03	0,46	0,021	0,138	0,159	370	58,83	44,09	7,01
Изобутан	—	0,17	—	0,051	0,051	408	20,8	58,12	12,964
Н-бутан	—	0,21	—	0,063	0,063	4 5	26,77	58,12	3,661
Пентаны	—	0,09	—	0,027	0,027	470	12,69	72,14	1,947
Сумма	1 00	1,00	0,7	0,3	1,00	—	259,96	—	17,47

$$M_{C_2+\text{высшие}}=\frac{17,47}{0,363}=48,12$$

Таблица VIII.3

Компоненты	Состав сжатого газа, x'_i, мольные доли	Состав отгрочки x''_i, мольные доли	$x'_i d$	$x''_i(1-d)$	Состав смеси x_i, мольные доли	$T_{кpi}$, °К	$x_i T_{кpi}$	Молекулярная масса M_i	$x_i M_i$	g_i	$M_{экв\,i}$	$g_i M_{экв\,i}$
Метан	0,91	—	0,6097	—	0,6097	191	116,45	16,04	9,779	0,3409	16,04	—
Этан	0,06	0,07	0,0402	0,0231	0,0633	305	19,3	30,06	1,903	0,0663	30,04	1,993
Пропан	0,03	0,46	0,0201	0,0518	0,1719	375	64,46	44,09	7,579	0,2642	44,09	11,648
Изобутан	—	0,17	—	0,0561	0,0561	408	22,89	58,12	3,260	0,1136	52,00	5,907
Н-бутан	—	0,21	—	0,0693	0,0693	425	29,45	58,12	4,028	0,1404	58,12	8,16
Пентаны	—	0,09	—	0,0297	0,0297	470	13,96	72,14	2,142	0,0746	72,14	5,383
Сумма	1,00	1,00	0,67	0,33	1,00	—	266,51	—	28,69	1,00	—	33,09

$$M_{C_2+\text{высшие}} = \frac{28{,}69 - 9{,}779}{0{,}3903} = 48{,}44; \quad M_{C_{экв}} = \frac{33{,}09}{0{,}6591} = 50{,}2$$

Величину d при $T_{кр} = 40°$ С найдем, построив по трем точкам график зависимости критической температуры от мольной доли сжатого газа (рис. VIII.16). При $T = 40°$ С $d = 0{,}665$. Определяем критический состав при $d = 0{,}665$ и соответствующее ему критическое давление (методику расчетов см. гл. IV, § 4). Данные расчета критического состава и $M_{экв}$ приведены в таблице VIII.3.

При $d = 0{,}665$

$$\Delta T = 64 - \frac{(64-40)\,(58{,}12-48{,}44)}{58{,}12-44{,}09} =$$

$$= 47{,}75;$$

$$T_{кр} = 266{,}51 + 47{,}45 - 273 =$$

$$= 40{,}96 \approx 41° \text{ С}.$$

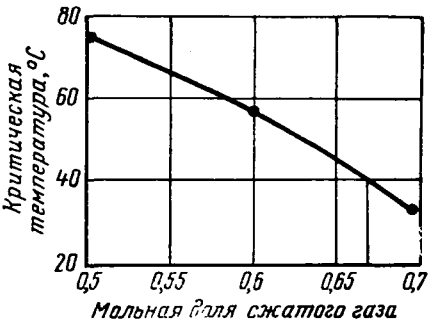


Рис. VIII.16. График зависимости критической температуры от мольной доли сжатого газа.

По значению $M_{экв} = 50{,}2$ определяем критическое давление, соответствующее температуре 41° С. По рис. VIII.12, интерполируя между критическими кривыми смесей метан — пропан и метан — *н*-бутан, находим: при $M = 44{,}09$ $p_{кр} = 94$ и при $M = 58{,}12$ $p_{кр} = 134$ кгс/см^2.

$$p_{кр} = 134 - \frac{(134-94)\,(58{,}12-50{,}2)}{58{,}12-44{,}09} = 111{,}42 \text{ кгс/см}^2.$$

§ 10. ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ГАЗОМ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ

В главе IV были рассмотрены свойства нефтегазовых смесей и, в частности, явления обратного или ретроградного их испарения. Эти свойства сжатых газов можно использовать для увеличения нефтеотдачи пластов. При этом в залежь для повышения давления необходимо нагнетать газ, который становится растворителем жидких компонентов нефти. По данным опытов при некоторых весьма высоких давлениях в газе растворяются почти все компоненты нефти, за исключением смолистых и других тяжелых ее составляющих. Добывая затем этот газ, в котором содержатся пары нефти или ее компонентов, на поверхности можно получать конденсат, выпадающий при снижении давления. Таким образом, сущность этого метода заключается в искусственном превращении месторождения в газоконденсатное. Практически его трудно осуществить, так как для растворения всей нефти требуются очень высокие давления (70—100 МПа) и огромные объемы газа (до 3000 м^3 в нормальных условиях для растворения 1 м^3 нефти). Давления обратного испарения значительно уменьшаются, если в составе нагнетаемого газа содержатся тяжелые углеводородные газы — этан, пропан или углекислота. Но объем требующегося газа остается высоким.

Процесс можно значительно упростить и удешевить, если извлекать наиболее ценные летучие фракции нефти. Для этого следует нагнетать меньшие объемы сухого газа при более низких давлениях

по сравнению с давлениями, необходимыми для полного растворения нефти. В остальном сущность процесса остается той же.

Опытами установлено, что в процессе нагнетания в модель пласта, содержащего легкие нефти, газов высокого давления нефтеотдача бывает большей, чем должна быть только при обратном испарении фракций нефти. Движущийся по пласту газ постепенно обогащается этаном и более тяжелыми углеводородами, а метан, встречаясь со свежими порциями нефти, имеющими давление насыщения ниже давления нагнетаемого газа, растворяется в нефти. Газ, содержащий значительное количество тяжелых углеводородов, уже при сравнительно небольших давлениях и температурах полностью смешивается с нефтью. Нефтеотдача при этом высокая, так как процесс становится близким к тому, который наблюдается во время вытеснения нефти жидким растворителем.

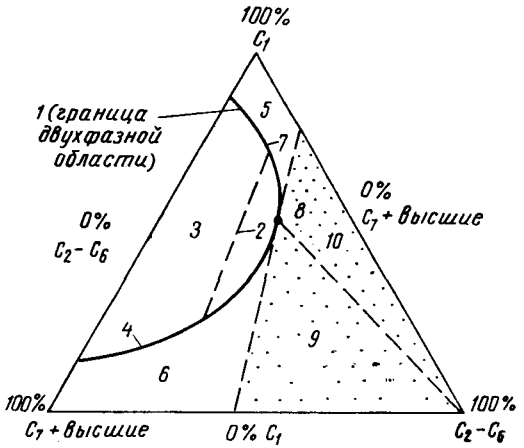


Рис. VIII.17. Треугольная диаграмма физического состояния углеводородных систем при заданных температуре и давлении.

1 — кривая раздела фаз; *2* — связывающая линия; *3* — двухфазная область; *4* и *7* — кривые составов насыщенного пара и контактирующей с ним жидкости; *5* — газ; *6* — нефть; *8* — состав смеси, находящейся при данном давлении и температуре в критической точке; *9* — критические составы, смешивающиеся с нефтью; *10* — критические составы, смешивающиеся с газом.

При рассмотрении и интерпретации различных процессов фазовых превращений, которые встречаются в процессе вытеснения нефти газом, пользуются треугольными диаграммами (рис. VIII.17) физического состояния углеводородной системы при заданных температуре и давлении. На этой диаграмме углеводородная система произвольно представлена в виде трех групп компонентов — любая точка в пределах треугольной диаграммы характеризует состав углеводородной системы в виде соотношения каждой из трех групп компонентов: метана C_1, углеводородов от этана C_2 до гексана C_6 и гептана+ +высшие компоненты (C_7 + высшие), Вершины треугольников соответствуют 100%-ному содержанию соответствующих групп компонентов в системе. Сплошная линия *1* (в виде петли) на диаграмме является кривой раздела фаз. Она ограничивает двухфазную область. Кривая раздела фаз представляет собой геометрическое место точек состава систем, которые имеют при заданной температуре данное давление насыщения. Нижний участок кривой относится к жидкой фазе, а верхний — к газовой. Они соединяются в точке *8*, которая характеризует состав смеси с критическими давлением и темпе-

ратурой. Линия *2* (связывающая линия) оканчивается в точках на кривой состава насыщенного пара и на кривой состава насыщенной газом жидкости (точки состава насыщенного пара и насыщенной газом нефти, которые находятся в равновесном состоянии при данных температуре и давлении, для которых составлена диаграмма).

Смеси, соответствующие точкам выше и справа от кривой насыщенного пара, представляют газ (область *5*), и смеси, соответствующие точкам ниже и слева кривой насыщенной газом жидкости, представляют собой нефть (область *6*). Смеси, лежащие в области правее и ниже кривой раздела фаз, относятся к области критических смесей и находятся либо в газовой, либо в жидкой фазе. На участке этой области, лежащей выше и справа от кривой раздела фаз (область 10), в смеси содержится меньшее количество тяжелых компонентов C_7 + высшие. Эти углеводороды смешиваются со смесями, представленными точками в газовой области. Другой участок критической области смесей расположен ниже и справа двухфазной области (область *9*). В смесях здесь содержится меньше метана C_1 и смешиваются они с углеводородами, представленными точками в нефтяной области.

Уже упоминалось, что в зависимости от пластовых условий (давления и температуры), состава нефти и нагнетаемого газа возможны различные варианты процесса вытеснения нефти газом. При нагнетании в пласт сухих газов (например, метана) при низком пластовом давлении он будет выносить из пласта сравнительно небольшие количества главным образом промежуточных компонентов (C_2 — C_6).

Более сложное взаимодействие нефти и газа происходит при нагнетании в пласт жирных газов, содержащих значительное количество компонентов (C_2 — C_6). При перемещении в пласте нефть и жирный газ могут подвергаться существенным изменениям вследствие конденсации компонентов газа в нефти и явлений обратного испарения. В зависимости от пластовых условий и исходного состава системы нефть может вытесняться как в критических, так и некритических условиях. Треугольные диаграммы позволяют проследить за детальными различиями между упомянутыми видами газового воздействия на пласт, — например, за различиями между процессами перевода нефти в газоконденсатное состояние и закачкой газа под высоким давлением с частичным переводом компонентов нефти в газовую фазу.

В качестве примера проследим по треугольной диаграмме за изменением свойств нефтяных смесей в процессе вытеснения нефти жирным газом, тяжелые компоненты которого могут конденсироваться в пластовых условиях и переходить в нефтяную фазу с возникновением условий критического вытеснения. При критическом вытеснении между нефтяной и газовой зонами образуется смесь углеводородов, находящихся в данных условиях в пласте в области выше критической (рис. VIII.18). В таком случае следовательно, нефть вытесняется газом в условиях, когда отсутствуют мениски

на разделе фаз и нефтеотдача может быть повышена до значений, близких к 100%.

Пусть жирный газ, характеризующийся составом точки газ — *5*, в пласте вытесняет нефть с составом нефть — *4*. При контакте их газ теряет часть своих тяжелых компонентов и приходит в равновесие с нефтью, обогатившейся за счет газа новыми компонентами (точки *1* — *1* на кривых составов насыщенного пара и насыщенной жидкости). В последующем при контакте с новыми порциями газа, имеющего исходный состав газ — *5*, эта нефть все больше обогащается углеводородами C_2 — C_6 из газа и состав ее характеризуется последовательно точками *2*, *3* и т. д. Этот процесс будет проходить до тех пор, пока состав нефти не станет таким, который при данных условиях находится в критической точке. Затем двухфазный поток перейдет в однофазный и состав смеси будет изменяться вдоль пласта от области вытесняющего газа до области вытесняемой нефти без поверхности раздела. Таким образом, нефть в процессе нагнетания в пласт жирного газа вытесняется средой, смешивающейся с нефтью.

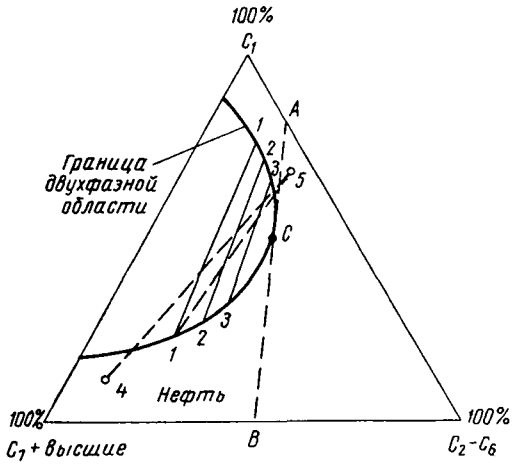


Рис. VIII.18. Схема возникновения критических условий вытеснения нефти при нагнетании в пласт газов, богатых тяжелыми компонентами.

1—1; *2—2*; *3—3* — пути перехода смеси из одного состояния в другое при взаимодействии нагнетаемого газа с нефтью.

Такой процесс в практических условиях возможен лишь при высоких давлениях. На рис. VIII.19 приведена треугольная диаграмма тройной системы метан — н-бутан — декан при температуре 71° С и при различных давлениях. Как следует из этого рисунка возникновение взаиморастворимой переходной зоны возможно в рассматриваемой системе только при давлениях выше 14 МПа. Если считать, что декан моделирует нефть, а смесь метана с н-бутаном — обогащенный сжатый газ, то взаиморастворимое вытеснение будет при пластовом давлении $p_{пл}$ = 14,06 МПа и t = 71° С, т. е. когда содержание н-бутана в метане превысит 25% (мольн.). С увеличением пластового давления эти условия достигаются при меньших концентрациях н-бутана в метане (при давлении вытеснения 28,1 МПа содержание н-бутана в газе может быть уменьшено до 7% мольн.).

Сложность состава нефтей и процесса вытеснения их газом затрудняет разработку расчетных методов определения условий сме-

симости различных нефтей и газов. Предложены приближенные методы определения условий их смесимости, которые можно использовать лишь для ориентировочных расчетов. Бенхем, Дауден и Кунцман предложили приближенный метод оценки минимально необходимой концентрации в газе компонентов этан + высшие, при которой обеспечивается критическое вытеснение нефти [1]. Их метод

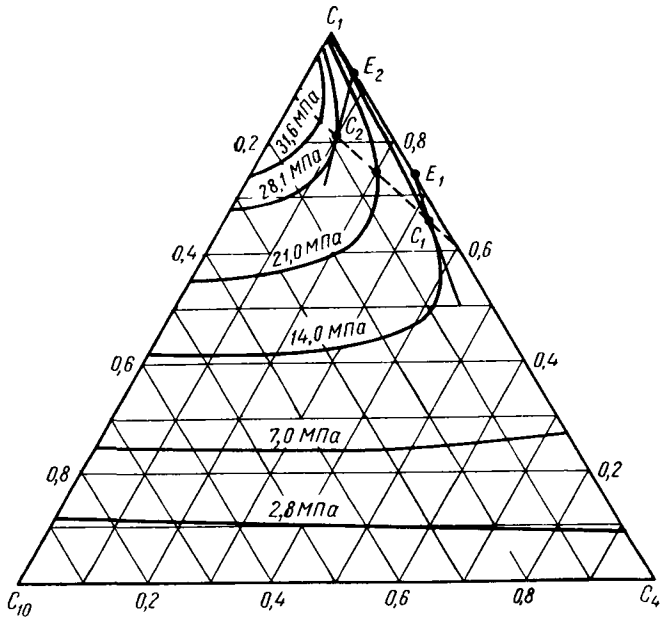


Рис. VIII.19. Треугольная диаграмма тройной системы метан — н-бутан — декан при температуре 71° С; C_1 и C_2 — критические точки; C_1E_1 и C_2E_2 — отрезки, характеризующие предельные составы газа, при которых еще возможно образование переходной зоны, взаиморастворимой с нефтью и вытесняющим газом при давлениях вытеснения соответственно 14,06 и 28,1 МПа.

основан на предположении о параллельности касательной AB на рис. VIII.18 к граничной кривой в критической точке стороне треугольника $C_1 - C_7$ + высшие. Тогда концентрация компонентов $C_2 - C_4$ в системе, находящейся в критическом состоянии и в нагнетаемом газе A, в котором содержится минимальное количество компонентов $C_2 - C_4$, необходимое для воспроизведения критического вытеснения нефти, будут равны. Это означает, что если установить

[1] A. L. Benham, W. E. Dowden, W. I. Kunzman. «Miscible fluid displacement prediction of miscibility» Petr. Trans. AIME, vol. 219, 1960. Корнаев М. З. Определение минимальной концентрации гомологов метана в нагнетаемом газе при критическом вытеснении нефти. НТС по добыче нефти ВНИИ, вып. 30, М., изд-во «Недра», 1966.

состав условно тройной системы, для которой давление вытеснения и пластовая температура являются критическими, то при этом определяется и состав газа (т. е. минимальное содержание в нем промежуточных), нагнетание которого обеспечивает критическое вытеснение. Трудность выбора минимально необходимой концентрации гомологов метана в нагнетаемом газе таким способом заключается в том, что касательная AB, как правило, не параллельна стороне $C_1 - C_7 +$ высшие и, кроме того, для определения критических параметров таких сложных смесей, как «нефть — газ», пока нет достаточно надежных методов. В этой области необходимы дальнейшие изыскания.

Важной проблемой развития этого метода увеличения нефтеотдачи пластов является изыскание источников газоснабжения. Заслуживает внимания разработанный советскими инженерами [1] высокоэффективный способ производства газа путем газификации сырой нефти непосредственно на нефтяном месторождении под давлением до 20 МПа. Для снижения давлений смешивающегося вытеснения освоено производство обогащенных искусственных газов высокого давления и жидких дистиллятов — растворителей посредством пиролиза нефти в реакторе.

§ 11. РАЗВИТИЕ НОВЫХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

Перечисленными выше способами не ограничиваются возможности увеличения нефтеотдачи пластов. Дальнейшее развитие науки и техники и, в частности, физики нефтяного пласта, несомненно, расширит круг принципиально новых методов извлечения остаточной нефти из пласта. Уже сейчас можно наметить новые направления в этой области. Некоторые из них представляют развитие или новые варианты уже известных способов воздействия на пласт.

Например, одним из новых вариантов теплового воздействия может оказаться в будущем испытываемый в лабораторных условиях метод создания в пласте токопроводящих каналов, служащих нагревательными элементами. Доказана возможность получения в нефтеносном пласте скоксованной высокотемпературной зоны (в форме канала) в результате пробоя пород электрическим током высокого напряжения. Этот способ образования каналов скоксованной нефти предполагается использовать в дальнейшем для создания и поддержания устойчивого очага горения.

В последние годы некоторыми отечественными и зарубежными исследователями получены интересные экспериментальные матери-

---

[1] Байков А. М., Масленников В. М., Мухамедзянов А. Х. Термодинамическое исследование процесса неполного горения (газификации) жидких топлив под высоким давлением. «Физика горения и взрыва». Изд. СО АН СССР, № 1, 1971.

алы по возможности использования электрокинетических явлений и электрофореза для увеличения нефтеотдачи [1].

Наиболее интересный для промысловой практики случай «электроосмос с торможением» исследован К. П. Тихомоловой. Это — частный случай электроосмоса при наличии пассивной зоны пористой среды, на которое не накладывается внешнее электрическое поле. Электроосмос с торможением соответствует, например, наложению электрического поля на обводненный участок пласта, в результате чего возникают электрокапиллярные эффекты, под действием которых нефть вытесняется из соседней (пассивной) зоны, т. е. когда внешнее электрическое поле налагается лишь на некоторую часть пластовой системы. Исследованиями К. П. Тихомоловой установлено, что в плотных породах при вторичных методах добычи нефти может оказаться более выгодным использование электроосмоса, чем внешнего давления.

Технология применения электрического тока для увеличения нефтеотдачи пластов пока не разработана.

Разрабатывается и испытывается на промыслах упруго-капиллярный циклический метод воздействия на пласт [2]. Он основан на периодическом изменении условий воздействия на неоднородные пласты, когда в пористой среде коллектора возникает нестационарное распределение пластового давления, сопровождающееся перетоками жидкости из одних слоев в другие. Это достигается периодическим изменением объема нагнетаемой в пласт воды и добываемой из пласта жидкости. Вместе с тем возникают переменно изменяющиеся по величине и направлению градиенты гидродинамического давления, в результате которого возникают условия для внедрения воды в нефтенасыщенные малопроницаемые зоны и вытеснения нефти в зоны с повышенной проницаемостью (активного дренирования). По промысловым данным при испытании циклического процесса получены обнадеживающие результаты.

Испытываются ультразвуковой и вибрационный методы воздействия на пласт с целью увеличения его нефтеотдачи. Предполагается, что ультразвук или вибрации давления, генерируемые в скважине, будут способствовать возникновению в пористой среде колебательных процессов, способствующих увеличению подвижности нефти, расслоению водо-нефтяных смесей, уменьшению вязкости жидкостей и т. д. Вследствие быстрого затухания в пласте генерируемых волн вибрационная обработка применяется пока для обработки призабойной зоны скважин.

---

[1] Девликамов В. В., Суханов Г. Н., Бульчук Д. Д. Повышение нефтеотдачи с помощью электроосмоса. Изв. вузов «Нефть и газ», № 8, 1958.

Тихомолова К. П. Исследование электроосмоса в зависимости от условий приложения электрического поля и структурных параметров системы. Коллоидный журнал, том XXX, № 1, 1968.

[2] Коджаев Ш. Я., Кочешков А. А. Экспериментальное исследование механизма циклического метода извлечения нефти из трещиновато-пористых сред. Тр. ВНИИ. «Разработка нефтяных месторождений и гидродинамика пласта». М., изд-во «Недра», 1970.

Проводятся также экспериментальные исследования по увеличению нефтеотдачи коллекторов путем нагнетания в пласт пены, стабилизированной поверхностно-активными веществами. Уже отмечалось, что с увеличением вязкости вытесняющего агента нефтеотдача возрастает. Вязкость пены может превышать вязкость воды в 5—10 раз. Кроме того, наличие в пене поверхностно-активных веществ способствует улучшению ее нефтевымывающих свойств. Предполагается при этом, что адсорбция поверхностно-активных веществ породой будет протекать менее активно, так как пузырьки пены контактируют с породой только в отдельных точках.

Ведутся исследовательские работы по изучению процессов вытеснения нефти водными растворами полимеров, обладающими повышенной вязкостью.

Технология и техника осуществления описанных методов увеличения нефтеотдачи пластов излагаются в курсе «Технология и техника добычи нефти».

ГЛАВА IX

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПЛАСТОВЫХ ПРОЦЕССОВ

§ 1. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ТЕОРИИ И ПРАКТИКИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

При разработке нефтяных и газовых месторождений промысловому инженеру приходится решать множество задач по дальнейшему совершенствованию и выбору наиболее рациональных приемов и схем осуществления различных технологических процессов с целью повышения эффективности эксплуатации залежи. Часто накопленный опыт оказывается недостаточным или противоречивым. В этом случае задачу решают с помощью эксперимента, который ставится с учетом специфики процесса в условиях конкретных залежей.

Поэтому лабораторные методы исследования процессов, протекающих в пласте при различных технологических операциях, наряду с промысловыми наблюдениями являются важным дополнительным средством изучения средств повышения их эффективности. Лабораторные исследования имеют свои положительные стороны. С их помощью, например, можно наблюдать влияние на нефтеотдачу многочисленных факторов (в отличие от промысловых методов) раздельно и в совокупности. Важным положительным качеством лабораторного эксперимента является возможность повторения опытов с одной и той же моделью пласта при различных условиях его проведения. Поэтому лабораторные методы исследования пластовых процессов широко используются для совершенствования теории и практики технологических операций, используемых в промысловом деле.

Вместе с тем следует отметить, что лабораторные методы исследований имеют и крупные недостатки. Обычно в моделях мы схематизируем строение реального пласта и условия течения процесса. Схема всегда в той или иной степени отличается от реальности. И опыт тогда ценен, когда исследуемый процесс в модели протекает в принципе так же, как в натуре. Иначе говоря при постановке опытов необходимо решить проблему выбора условий их проведения, достаточные для подобия модели и натуры и процессов, протекающих в них.

Проблеме подобия в начальный период развития исследований в области физики пласта уделялось недостаточное внимание. Многие исследования проведены без учета требований теории подобия и поэтому результаты их не могут быть перенесены на реальные системы. Отсутствие подобия модели и натуры и процессов, происходящих в них, служит одной из причин расхождения результатов опытов различных исследователей, изучавших одни и те же задачи.

§ 2. МОДЕЛИРОВАНИЕ И ПОДОБИЕ

При моделировании какого-либо процесса, протекающего в промысловых условиях, интересующее нас явление в натуре мы изучаем на модели обычно меньшего масштаба. Подобие процессов, происходящих в пласте и в модели, означает прежде всего тождественность дифференциальных уравнений, харак-

теризующих исследуемые закономерности в натуре и в модельной установке. Известно, что любое дифференциальное уравнение или их система дает математическую характеристику всего класса явлений, к которому они относятся. Например, уравнение теплопроводности описывает процесс передачи тепла в любой среде при различных условиях или же уравнение Навье-Стокса описывает любое неустановившееся движение вязкостного потока. Чтобы уравнение удовлетворяло какому-либо частному случаю, необходимо учесть конкретные особенности рассматриваемого явления. Это можно сделать, задав дополнительно к уравнению конкретные величины, которые выделяют частное явление из всего класса однородных явлений. Эти дополнительные условия, позволяющие выделить из всего класса явлений одно конкретное, называются условиями однозначности. К этим условиям относятся:

1) геометрическая характеристика процесса (например, жидкости и газы фильтруются в пласте определенной длины и мощности, поток может быть радиальным или плоско-параллельным и т. д.);

2) начальные условия в исследуемой системе (например, распределение температур в пласте, водонефтенасыщенность его отдельных участков и т. д.);

3) свойства среды и индивидуальные ее особенности, например, плотность, вязкость жидкостей, проницаемость пород, степень и характер неоднородности коллектора и т. д. В условия однозначности входят только те физические свойства среды, которые оказывают существенное влияние на процесс;

4) граничные условия, которые имеют место на границах моделируемой системы (например, давление на выходе из модели пласта или давление на линии эксплуатационных скважин, характер проницаемости пород, залегающих в кровле или подошве пласта и т. д.).

Для подобия процессов необходимо, чтобы они имели подобные условия однозначности. Все сказанное выше составляет суть теоремы Гухмана — Кирпичева: два явления подобны, если они описываются одной и той же системой дифференциальных уравнений и имеют подобные условия однозначности.

Всякую систему уравнений, описывающих исследуемый процесс, можно записать как соотношение между безразмерными величинами. При этом смысл уравнения не изменяется.

В теории подобия уравнения или функции имеет смысл по ряду причин выражать в безразмерной форме (с помощью безразмерных параметров). Последние представляют собой комплексы размерных величин, сгруппированных так, что они в результате сокращения не имеют размерностей. Безразмерная форма записи уравнений позволяет сопоставлять и обобщать результаты группы явлений, или предсказывать течение еще неисследованных явлений из этой группы, что нельзя сделать с помощью уравнений в размерной форме. С введением безразмерных параметров уменьшается число независимых переменных, характеризующих процесс. Число этих безразмерных параметров определяется π-теоремой, смысл которой заключается в следующем.

Допустим, что зависимый параметр q_1 является функцией независимых параметров q_2, q_3, . . . , q_m, число которых $m - 1$. Тогда можно написать

$$q_1 = f_1(q_2,\ q_3,\ \ldots,\ q_m). \qquad \text{(IX.1)}$$

Это уравнение эквивалентно соотношению

$$f_2(q_1,\ q_2,\ q_3,\ \ldots,\ q_m) = 0, \qquad \text{(IX.2)}$$

где f_1 и f_2 — символы функций.

Согласно π-теоремы, если имеется соотношение между m параметрами в виде (IX.2), можно найти эквивалентное соотношение между n безразмерными параметрами.

$$f_3(\pi_1,\ \pi_2,\ \pi_3,\ \ldots,\ \pi_n) = 0, \qquad \text{(IX.3)}$$

где π_1, π_2, . . . — безразмерные комбинации из размерных величин;

$$n = m - k. \qquad \text{(IX.4)}$$

Здесь m — число параметров в уравнении (IX.2) и k — минимальное число независимых размерностей, необходимых для образования размерностей всех остальных

ных величин q_1, q_2, q_3, . . . , q_m (или что то же — k равняется числу параметров с независимыми размерностями).

Размерность величины называется независимой, если она не может быть представлена как комбинация в виде степенного одночлена из формул размерности других величин. Независимыми, например, являются размерности длины L, скорости L/T и энергии ML^2/T^2; зависимыми являются размерности длины L, скорости L/T и ускорения L/T^2.

Размерности всех величин, входящих в уравнения, описывающие законы фильтрации, можно получить с помощью трех независимых размерностей (длина L, время T и масса M). Поэтому величина k обычно не более трех (если не учитывать тепловые процессы).

Из π-теоремы следует, что из m параметров q_1, q_2, . . . , q_m, среди которых имеется не более k параметров с независимыми размерностями, можно составить не более $m - k$ независимых безразмерных степенных комбинаций [1].

Для составления безразмерных соотношений необходимо знать систему параметров, определяющих класс явлений. Определяющие параметры легко находятся, если задача сформулирована математически. Для этого выписываются все размерные и безразмерные величины, которые необходимо знать, чтобы численные значения всех искомых величин определялись уравнениями задачи.

В нефтепромысловом деле часто из-за чрезвычайной сложности происходящих процессов, которые необходимо моделировать, уравнение, описывающее их течение, неизвестно. Система определяющих параметров устанавливается путем схематизации явления и на основе накопленного опыта исследований. Система определяющих параметров должна обладать свойством полноты.

После установления системы параметров, определяющих изучаемое явление, находятся условия подобия явлений. Необходимым и достаточным условием подобия двух явлений будет постоянство численных значений безразмерных комбинаций, составленных из определяющих величин.

В газонефтепромысловом деле приходится моделировать в лабораторных условиях различные процессы: вытеснение нефти водой из пористой среды, гидравлический разрыв пласта, солянокислотную обработку скважин, вытеснение нефти растворителями, паром и т. д. Рассмотрим далее вопросы моделирования на примере опытов по вытеснению нефти из пласта [2].

§ 3. УСЛОВИЯ ПОДОБИЯ ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ ДВУХФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ

Допустим, что необходимо провести эксперимент по изучению процесса вытеснения нефти водой в полосе между рядом нагнетательных и эксплуатационных скважин. Опыт показывает, что в качестве системы определяющих параметров следует принять: проницаемость пород k, пористость m, координату в направлении вытеснения x, вязкость нефти $\mu_н$ и воды $\mu_в$, их плотности $\rho_н$ и $\rho_в$, начальную насыщенность пористой среды водой S_0, расход q жидкости через контур или перепад давления Δp между линией нагнетания и галереей скважин, поверхностное натяжение σ нефти на границе с водой, угол избирательного смачивания θ, время t, мощность h и длина l пласта, угол его наклона к горизонту α, ускорение силы тяжести g.

Из 16 определяющих параметров можно выделить 13 безразмерных комбинаций

$$xl^{-1},\ \frac{h}{l},\ qtl^{-},\ \alpha,\ m,\ \frac{\mu_н}{\mu_в},\ S_0,\ \frac{\rho_н}{\rho_в},$$
$$\frac{k\Delta\rho}{q\mu_н},\ \frac{q\rho_н\sqrt{k}}{q\mu_н},\ \frac{\sigma\sqrt{m}}{\Delta p\sqrt{k}} = \pi_1,\ \frac{\sigma}{k\,|\operatorname{grad} p|} = \pi_2,\ \cos\theta. \qquad \text{(IX.5)}$$

[1] Формулы размерности всех физических величин имеют вид степенного одночлена $L^l M^m T^t$.

[2] Вопросы моделирования гидравлического разрыва пластов, вытеснения нефти растворителями, паром, горячей водой см. в специальной литературе [17, 18, 50].

При исследовании процесса вытеснения обычно ищут нефтеотдачу или другие безразмерные функции от тех или иных безразмерных параметров.

Для соблюдения условий подобия необходимо равенство в модели и в натуре всех соотношений (IX.5). Анализ показывает, что многие из них легко воспроизводятся в модели (α, m, $\mu_н/\mu_в$, S_0, $\rho_н/\rho_в$ и т. д.). А некоторыми из безразмерных комплексов можно пренебречь. Например, не обязательным является соблюдение условий

$$\left[\frac{q\rho_н\sqrt{k}}{q\mu_н}\right]_{мод} = \left[\frac{q\rho_н\sqrt{k}}{q\mu_н}\right]_{нат} = \pi,$$

так как это соотношение является аналогом числа Рейнольдса и его необходимо соблюдать при больших значениях π, когда происходит нарушение закона Дарси, что встречается редко.

Влияние на нефтеотдачу силы тяжести учитывается параметром $k\Delta\rho/q\mu_в$. Зависимость нефтеотдачи от этого параметра и соотношения плотностей $\rho_н/\rho_в$ обычно учитывается лишь в специальных исследованиях, где важную роль играют процессы гравитационного разделения воды и нефти в пористой среде.

Значительно сложнее добиться одновременного соблюдения в модели натурных значений параметров π_1 и π_2:

$$\pi_1 = \left[\frac{\sigma\sqrt{m}}{\Delta p\sqrt{k}}\right]_{нат} = \left[\frac{\sigma\sqrt{m}}{\Delta p\sqrt{k}}\right]_{мод}; \qquad (IX.6)$$

$$\pi_2 = \left[\frac{\sigma}{k\,|\operatorname{grad} p|}\right]_{нат} = \left[\frac{\sigma}{k\,|\operatorname{grad} p|}\right]_{мод}. \qquad (IX.7)$$

По своей структуре они связаны с капиллярными свойствами пластовой системы. Действительно, если объединить параметры π_1 и π_2 с другой безразмерной величиной, определяющей смачиваемость системы (т. е. с $\cos\theta$), то получим

$$\pi_1 = \left[\frac{\sigma\cos\theta}{\Delta p\sqrt{k/m}}\right]; \qquad (IX.8)$$

$$\pi_2 = \left|\frac{\sigma\cos\theta}{k\,|\operatorname{grad} p|}\right|. \qquad (IX.9)$$

Средний радиус пор с проницаемостью и пористью породы связан соотношением $R = \sqrt{\frac{8k}{m}}$. Учитывая это, параметр π_1 можно представить в виде

$$\pi_1' = \frac{p_к}{\Delta p}, \qquad (IX.10)$$

где $p_к$ — среднее капиллярное давление, развиваемое менисками в пористой среде.

Значение π_1' от π_1 отличается лишь величиной постоянного множителя. Точно также можно убедиться о связи параметра π_2 с капиллярными свойствами системы. Критерий π_2 пропорционален отношению местного (в масштабах поровых каналов) градиента капиллярных сил к общему гидродинамическому градиенту давления в потоке.

Параметр π_1' в естественных условиях будет очень мал, так как величина перепада давления Δp между контуром нагнетания и линией эксплуатационных скважин по сравнению с величиной капиллярного давления $p_к$, очень велика. При этом критерий π_2 в естественных условиях характеризуется высокими значениями, так как из-за значительных расстояний l между нагнетательными скважинами и галлереей эксплуатационных скважин, величина $\Delta p/l$ оказывается малой. Следовательно, если для опытов использовать естественную пористую среду и естественную нефть и воду (т. е. оперировать с натурными величинами k, m, σ и $\cos\theta$), то при этом необходимо работать при высоких перепадах давления Δp на модели. Только в этом случае мы будем приближаться к натурным

значениям критерия π_1 в модели. Но для соблюдения естественных значений критерия π_2 требуются малые перепады давления $\Delta p/l$ на единицу длины пласта. При высоких значениях Δp это можно достигнуть только при увеличении длины модели l. Поэтому в лабораторных опытах одновременное выполнение условий подобия π_1' и π_2 затруднительно, что заставляет искать пути приближенного моделирования процесса вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. Так как в опытах трудно соблюдать все ограничительные условия, гарантирующие подобие явлений, возникает вопрос о том, в какой мере все упомянутые требования являются существенными и какое влияние оказывает на результаты исследования несоблюдение того или иного из критериев подобия.

Исследования показывают, что величина π_1' пропорциональна отношению длины стабилизированной зоны ко всей длине пласта. В условиях реальных коллекторов размер стабилизированной зоны очень мал по отношению к длине пласта, так как капиллярные силы, оказывающие значительное влияние на строение этой зоны незначительны по сравнению с внешними силами (Δp), вытесняющими нефть из пласта. В лабораторной модели при высоких значениях критерия π_1' это условие нарушается, капиллярные силы становятся господствующими и длина стабилизированной зоны становится сравнимой с длиной модели пласта. Следовательно, при этом мы имеем уже другой случай вытеснения, более близкий к процессу чистого капиллярного впитывания воды в пласт, а не вытеснение нефти под действием внешнего перепада давления, как это происходит в реальном коллекторе.

Вместе с тем недопустимость полного пренебрежения капиллярными силами в лабораторных опытах вытекает из смысла критерия π_2. При повышенных градиентах давлений, отличающихся от пластовых, скорости передвижения водо-нефтяного контакта в модели становятся выше пластовых скоростей, наступают гистерезисные явления, течение капиллярных процессов в модели отклоняется от течения их в реальном пласте и результаты опытов искажаются.

В соответствии со сказанным необходимо выбирать и другие параметры модели (σ, $\mu_н/\mu_в$, $\cos\theta$). Совершенно очевидно, что поверхностные свойства системы и смачиваемость пород нефтью и водой не могут быть произвольными — они должны быть приведены в соответствие с допустимыми значениями критериев π_1' и π_2. Например, использование в качестве моделей нефти неполярных углеводородных жидкостей, имеющих высокие значения σ на границе с водой, в условиях гидрофильных пород (т. е. при $\cos\theta$, приближающихся к единице) приводит к завышению роли капиллярных сил, и, как правило, затрудняет получение надежных выводов.

Для сохранения в модели натурных соотношений вязкости нефти и воды $\mu_о = \frac{\mu_н}{\mu_в}$ часто в качестве моделей нефти используют изовискозные углеводородные жидкости — смеси керосина с маслами, вязкость которых равна вязкости пластовой нефти. Чтобы сохранить пластовые значения σ и $\cos\theta$ в них добавляют 2—3% дегазированной нефти. Ранее уже упоминалось, что лучше для этой цели использовать естественные нефти, отобранные из пласта. При этом должны быть приняты меры против окисления ее кислородом воздуха и появления в нефти несвойственных ей комплексов.

При использовании пластовых нефтей опыты необходимо ставить на установках высокого давления. Правильно выбранные модели нефти, если соблюдены другие критерии подобия, позволяют получить надежные результаты и при низких давлениях.

Как мы уже видели, одновременное соблюдение натурных значений π_1' и π_2' затруднительно и поэтому на практике применяют приближенное моделирование.

§ 4. ПРИБЛИЖЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

Условия приближенного моделирования вытекают из факта вырождения при некоторых условиях критериев подобия, которое заключается в том, что критерий, оказавший решающее влияние на ход процесса, в других условиях постепенно ослабляет свое влияние в области своего вырождения, выпадает

из числа аргументов, влияющих на процесс. С дальнейшим изменением критерия процесс оказывается автомодельным в том смысле, что явления, описываемые этим критерием, остаются себе подобными при любых его значениях, когда оно становится несущественным для процесса. Возникает задача определения значений критериев, при которых их можно считать выродившимися.

В опытах по вытеснению нефти водой определяются допустимые величины π_1' и π_2, при которых их роль становится несущественной. На рис. IX.1 приведена схематическая зависимость нефтеотдачи от критерия π_1', из которого следует, что интенсивность изменения нефтеотдачи при значениях π_1', близких к пластовым, иная, более замедленная, чем при повышенных его значениях, не свойственных реальным условиям вытеснения. Можно принять за допустимые значения критерия π_1' в модели такие его величины, когда обеспечивается характер зависимости $\eta = f(\pi_1')$ при значениях π_1', близких к пластовым.

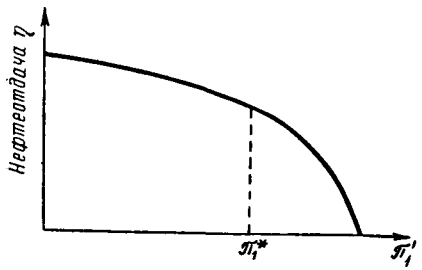


Рис. IX.1.

Судя по рис. IX.1, допустимыми величинами параметра π_1' являются все его значения, удовлетворяющие условию $\pi_1' < \pi_1^*$.

Автомодельность при этом означает принадлежность явлений, характеризующих взаимосвязь капиллярных и внешних сил, к одному и тому же обобщенному случаю, близкому к пластовому при всех значениях π_1', меньших чем π_1^*. Точно также можно экспериментально установить приемлемую величину критерия π_2, при которой в лабораторной модели соблюдается соответствие внешних гидродинамических и капиллярных сил. Все это позволяет не соблюдать равенство чисел π_1' и π_2 для модели и натуры и ограничиваться в опытах теми их значениями, при которых процесс по свойствам становится сходным с пластовым.

По результатам исследований Д. А. Эфроса для слабосцементированных пород автомодельность обычно наступает при значениях

$$\left.\begin{aligned} \pi_1 &\leqslant 0{,}6 \\ \pi_2 &\geqslant 0{,}5 \cdot 10^6 \end{aligned}\right\}. \qquad \text{(IX.11)}$$

Однако области автомодельности лучше устанавливать в каждом конкретном случае при специальных исследованиях зависимости нефтеотдачи от этих параметров $\eta = f_1(\pi_1')$ и $\eta = f_2(\pi_2)$. Следует учитывать, что условия (IX.11) получены по данным экспериментальных исследований с однородными породами. Возможность их распространения на другие породы изучена слабо.

По известным допустимым значениям критериев π_1 и π_2 из соотношений (IX.8) и (IX.9) определяются условия проведения опытов, при которых будут соблюдаться приближенные условия подобия — минимально допустимый перепад давления Δp и длина модели l.

Теоретические основы моделирования процессов вытеснения нефти из естественных пластов водой, паром и растворителями находятся в стадии развития. Многие проблемы моделирования еще не решены. Требуют уточнения и дальнейшего анализа условия приближенного моделирования. Недостаточно разработаны вопросы моделирования неоднородных коллекторов. Поэтому результаты лабораторных опытов следует переносить на реальные пласты с учетом данных, полученных другими средствами исследований.

Приложение 1

Пересчетные значения для единиц измерения, использованных в учебном пособии

Наименование единиц	Метрические (внесистемные) единицы	Единицы СИ
Длина	1 мк (микрон)	1 мкм (микрометр) $= 10^{-6}$ м
Масса	1 т	10^3 кг
Сила	1 кгс	9,80665 Н
	1 дина	10^{-5} Н
Плотность	1 кг/дм^3	1000 кг/м^3
	1 г/см^3	
Удельный объем	1 м^3/т	
	1 дм^3/кг	10^{-3} м^3/кг
Давление	1 кгс/см^2	98066,5 Н/м^2 = 98066,5 Па
		1 Н/м^2 = 1 Па (Паскаль)
Динамическая вязкость	1 пз (пуаз)	0.1 Н · с/м^2 = 0,1 Па · с
	1 спз (сантипуаз)	10^{-3} Н · с/м^2 = 1 мПа · с
	1 мпз	10^{-4} Н · с/м^2 = 0,1 мПа · с
Кинематическая вязкость	1 ст (стокс)	1 см^2/с $= 10^{-4}$ м^2/с
	1 сст (сантистокс)	10^{-6} м^2/с
Работа и энергия	1 кгс · м	9,80665 Дж
	1 эрг	10^{-7} Дж
	1 кал	4,1868 Дж
	1 ккал	4186,8 Дж
Мощность	1 кгс · м/с	9,80665 Вт
	1 л. с.	735,499 Вт
	1 ккал/ч	1,163 Вт
	1 кал/с	4,1868 Вт
Поверхностное натяжение	1 эрг/см^2	10^{-3} Дж/м^2 = 1 мДж/м^2
	1 дин/см	10^{-3} Н/м = 1 мН/м
Удельная массовая теплоемкость	1 ккал/(кг · град)	4186,8 Дж (кг · град)
	1 кал (г · град)	4,1868 кДж (кг · град)
Коэффициент теплопроводности	1 ккал (м · ч · град)	1,163 Вт (м · град)
	1 кал/(см · с · град)	418,68 Вт (м · град)
Поверхностная активность	1 Гиббс =	$10^{-3}\frac{\text{Н}}{\text{м}} : \frac{\text{кмоль}}{\text{м}^3} =$
	= (1 дин/см : 1 моль/мд^3)	$= 1\frac{\text{мН}}{\text{м}} : \frac{\text{кмоль}}{\text{м}^3} =$
		= 1 мН · м^2/кмоль
Проницаемость	1 Д (Дарси)	10^{-12} м^2 = 1 мкм^2

Приложение 2

Приставки для образования кратных и дольных единиц (ГОСТ 7663—55)

Приставки	Обозначения	Множитель, на который умножаются единицы системы СИ	Приставки	Обозначения	Множитель, на который умножаются единицы системы СИ
Тера	Т	10^{12}	Санти	С	10^{-2}
Гига	Г	10^9	Милли	м	10^{-3}
Мега	М	10^6	Микро	мк	10^{-6}
Кило	к	10^3	Нано	н	10^{-9}
Гекто	г	10^2	Пико	п	10^{-12}
Дека	да	10	Фемто	ф	10^{-15}
Деци	д	10^{-1}	Атто	а	10^{-18}

Параметр	Метан	Этилен	Этан	Пропилен	Пропан
Молекулярная масса	16,031	28,031	30,047	42,047	44,062
B_0	0,0426	0,0556833	0,0627724	0,0850647	0,0973130
A_0	1,855	3,33958	4,15556	6,1122	6,87225
C_0	0,02257	0,131140	0,179592	0,439182	0,508256
b	0,00338004	0,0086	0,011122	0,187059	0,0225
a	0,494	0,259	0,34516	0,774056	0,9477
$c \cdot 10^{-6}$	0,002545	0,02112	0,032767	0,102611	0,129
$\alpha \cdot 10^3$	0,124359	0,178	0,243389	0,455696	0,607175
$\gamma \cdot 10^2$	0,6	0,923	1,18	1,829	2,2

Примечание. При расчете коэффициентов приняты следующие размерности: (°С + 273,13); $R = 0{,}08207$ л · атм/моль · °К.

Приложение 4

Константы равновесия метана, входящего в состав природного газа [31]

Давление,* МПа	Температура, °С							
	20	40	60	80	100	120	140	160
0,1	37 500	49 000	59 600	63 900	64 200	59 100	5230	46 300
2,5	1 640	2 070	2 540	—	—	—	—	—
5,0	850	1 140	1 330	1 470	1 490	1 400	1210	1 030
6,0	724	977	1 100	1 190	1 200	1 140	1040	881
7,5	586	804	912	966	977	933	851	724
10,0	483	638	740	796	787	723	631	542
15,0	378	488	570	608	589	518	449	393
20,0	330	411	456	481	466	407	354	309
25,0	297	363	400	415	397	352	305	263
30,0	270	329	361	371	352	309	270	234
40,0	242	275	301	316	292	260	224	191
50,0	226	242	269	278	262	229	196	167
60,0	208	230	247	259	247	211	179	150

* Здесь и далее в табл. 4 и 5 принят 1 МПа ≅ 10 кгс/см².

видуальных углеводородов

Изобутан	Изобутилен	Н-бутан	Изопентан	Н-пентан	Н-гексан	Н-гептан
58,078	56,062	58,078	72,094	72,094	86,109	100,125
0,137544	0,116025	0,124361	0,160053	0,156761	0,177813	0,199005
10,23264	8,95325	10,0847	12,7959	12,1794	14,4375	17,5208
0,849943	0,927280	0,992830	1,74632	2,12122	3,31935	4,74574
0,424352	0,0348156	0,0399983	0,066812	0,109131	0,109131	1,151954
1,93763	1,6927	1,88231	3,75620	4,0748	7,11671	10,36475
0,28601	0,27492	0,3164	0,695	0,82417	1,51276	2,47
1,07408	0,910889	1,10132	1,7	1,81	2,81086	4.35611
3,4	2,95945	3,4	4,63	4,75	6,66849	9,0

p — атмосферы физические (атм); d — моль/л; T — градусы абсол. шкала

Приложение 5

Константы равновесия этана, входящего в состав природного газа

Давление, МПа	Температура, °С					
	20	40	60	80	100	120
0,1	28 500	44 600	58 500	67 400	69 700	66 300
2,5	1 420	2 160	2 740	—	—	—
5,0	890	1 300	1 560	1 750	1 750	1 590
7,5	755	1 020	1 240	1 420	1 420	1 260
10,0	710	926	1 080	1 220	1 190	1 030
15,0	722	911	958	988	910	800
20,0	728	935	940	924	920	715
25,0	744	897	913	900	—	—

Приложение 6

Константы равновесия пропана, входящего в состав природного газа

Давление, МПа	Температура, °С							
	20	40	60	80	100	120	140	160
0,1	32 000	51 700	72 100	88 600	88 600	83 800	75 600	—
2,5	1 700	2 800	3 300	4 300	4 300	4 000	3 500	3000
5,0	1 300	1 800	2 300	2 600	2 600	2 300	2 000	1700
7,5	1 200	1 600	2 000	2 200	2 100	1 800	1 500	1300
10,0	1 300	1 600	1 800	2 000	1 800	1 600	1 300	1100
15,0	1 500	1 800	1 900	1 900	1 700	1 400	1 100	900
20,0	1 900	2 000	2 000	1 900	1 700	1 300	1 000	800
25,0	2 900	2 200	2 100	1 900	1 700	1 300	1 000	800
30,0	—	2 400	2 200	2 000	1 700	1 300	1 100	700
40,0	—	2 500	2 200	2 100	1 700	1 300	900	700
50,0	—	2 500	2 200	2 100	1 700	1 200	900	700
60,0	—	2 500	2 200	2 200	1 700	1 200	900	600
65,0	—	2 500	2 300	2 200	1 700	1 200	900	600

ЛИТЕРАТУРА

1. Аникс Д., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта. Перевод с англ. М., Гостоптехиздат, 1962.

2. Бабалян Г. А., Кравченко И. И., Мархасин И. Л., Рудаков Г. В. Физико-химические основы применения поверхностно-активных веществ при разработке нефтяных пластов. М., Гостоптехиздат, 1962.

3. Бабалян Г. А. Вопросы механизма нефтеотдачи. Баку, Азнефтеиздат, 1956.

4. Белоконь Н. И. Основные принципы термодинамики. М., изд-во «Недра», 1968.

5. Бэрчик Э. Д. Свойства пластовых жидкостей. М., Гостоптехиздат, 1960.

6. Гиматудинов Ш. К. Физика нефтяного пласта. М., Гостоптехиздат, 1963.

7. Гиматудинов Ш. К. Лабораторный практикум по физике нефтяного пласта. М., Росвузиздат, 1963.

8. Глумов И. Ф., Гильманшин А. Ф. Временная инструкция по применению фотоколориметрии добываемых нефтей для решения геолого-промысловых задач. Бугульма, изд-во ТатНИИ, 1965.

9. Голубев И. Ф. Вязкость газов и газовых смесей. М., Физматгиз, 1959.

10. Гухман А. А. Применение теории подобия к исследованию процессов тепло-массообмена. М., изд-во «Высшая школа», 1967.

11. Деметьев А. Ф. Статистические методы обработки и анализа промыслово-геологических данных. М., изд-во «Недра», 1966.

12. Дерягин Б. В., Захаваева Н. Н., Талаев М. В. Прибор для определения удельной поверхности порошков и дисперсных тел по сопротивлению течения разреженного воздуха. М., изд-во АН СССР, 1958.

13. Добрынин В. М. Определение упругих свойств коллекторов нефти применительно к условиям разработки месторождений. «Нефтяное хозяйство», 1968, № 3.

14. Добрынин В. М. Физические свойства нефтегазовых коллекторов в глубоких скважинах. М., изд-во «Недра», 1965.

15. Жданов М. А. Нефтепромысловая геология. М., Гостоптехиздат, 1962.

16. Жданов М. А., Лисунов В. Р., Гришин Ф. А. Методика и практика подсчетов запасов нефти и газа. М., изд-во «Недра», 1967.

17. Желтов Ю. П. Деформация горных пород. М., изд-во «Недра», 1966.

18. Забродин П. И., Раковский Н. Л., Розенберг М. Д. Вытеснение нефти из пласта растворителями. М., изд-во «Недра», 1968.

19. Закс С. Л. Повышение нефтеотдачи пласта нагнетанием газов. М., Гостоптехиздат, 1963.

20. Калинко М. К. Методика исследования коллекторских свойств кернов. М., Гостоптехиздат, 1963.

21. Катц Д. Т., Корпелл Д., Кобаяши Р., Поэттман Ф. Х., Вери Д. А., Еленбасс Д. Р., Уайнауч Ч. Ф. Руководство по

добыче, транспорту и переработке природного газа. Перевод с анг. М., изд-во «Недра», 1965.
22. Кобранова В. Н. Физические свойства горных пород. М., Гостоптехиздат, 1963.
23. Котяхов Ф. И. Основы физики нефтяного пласта. М., Гостоптехиздат, 1956.
24. Крафт Б. С., Хокинс М. Ф. Прикладной курс технологии добычи нефти. М., Гостоптехиздат, 1963.
25. Кусаков М. М., Мекеницкая Л. И. Исследование состояния связанной воды на моделях газовых и нефтяных коллекторов. Труды МИНХ и ГП им. Губкина. М., Гостоптехиздат, 1959.
26. Кусаков М. М., Лубман Н. М., Кошевник А. Ю., Кошелева И. М., Мекеницкая Л. И. Исследования в области физикохимии нефтяного пласта. Труды ИГ и РГИ, т. II, М., изд-во АН СССР, 1960.
27. Мамуна В. Н., Требин Г. Ф., Ульянинский Б. В. Экспериментальное исследование пластовых нефтей. М., Гостоптехиздат, 1960.
28. Мамуна В. Н., Требин Г. Ф., Ульянинский Б. В. Глубинные пробоотборники и их применение. М., Гостоптехиздат, 1961.
29. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. Перевод с анг. М., Гостоптехиздат, 1953.
30. Мирзаджанзаде А. Х., Дурмишьян А. Г., Ковалев А. Г., Аллахвердиев Т. А. Разработка газоконденсатных месторождений. М., изд-во «Недра», 1967.
31. Намиот А. Ю., Бондарева М. М. Растворимость газов в воде под давлением. М., Гостоптехиздат, 1963.
32. Нерпин С. В., Чудновский А. Ф. Физика почвы. М., изд-во «Наука», 1967.
33. Оркин К. Г., Кучинский П. И. Физика нефтяного пласта. М., Гостоптехиздат, 1955.
34. Оркин К. Г., Кучинский П. К. Лабораторные работы по курсу «Физика нефтяного пласта». М., Гостоптехиздат, 1953.
35. Орнатский Н. В., Механика грунтов. М., изд-во МГУ, 1962.
36. Радченко И. В. Молекулярная физика. М., изд-во «Наука», 1965.
37. Ребиндер П. А. Физико-химическая механика. М., изд-во «Знание», 1958.
38. Ромм Е. С. Фильтрационные свойства трещиноватых горных пород. М., изд-во «Недра», 1966.
39. Руппенейт К. В. Некоторые вопросы механики горных пород. М., Углетехиздат, 1954.
40. Смехов Е. М. Закономерности развития трещиноватости горных пород и трещиноватые коллекторы. Труды ВНИГНИ, вып. 172. М., Гостоптехиздат, 1961.
41. Смехов Е. М., Гмид Л. П., Булач М. Х. и др. Методическое пособие по изучению трещиноватости горных пород и трещиноватых коллекторов нефти и газа. Труды ВНИГРИ, вып. 121. М., Гостоптехиздат, 1962.
42. Смирнов А. С. Задачник по газовому делу. М., Гостоптехиздат, 1953.
43. Степанова Г. С., Выборнов Н. М., Выборнова Я. И. Расчет фазовых равновесий углеводородных смесей газоконденсатных месторождений. М., изд-во «Недра», 1969.
44. Тривус Н. А., Виноградов К. В. Исследования нефти и газа в пластовых условиях. Баку, Азнефтеиздат, 1958.
45. Ханин А. А. Породы — коллекторы нефти и газа и их изучение. М., изд-во «Недра», 1969.
46. Ханин А. А. Остаточная вода в коллекторах нефти и газа. М., Гостоптехиздат, 1963.
47. Шейдеггер А. Э. Физика течения жидкостей через пористые среды. М., Гостоптехиздат, 1960.
48. Ширковский А. И. Новые методы расчета газонасыщенности, газоотдачи, начальных запасов газа и испарения связанной воды при разработке

газовых залежей и подземном хранении газа. М., изд-во ВНИИЭгазпром, 1967.

49. Чекалюк Э. Б. Термодинамика нефтяного пласта. М., изд-во «Недра», 1965.

50. Шейнман А. Б., Малофеев Г. Е., Сергеев А. И. Воздействие на пласт теплом при добыче нефти. М., изд-во «Недра», 1969.

51. Щелкачев В. Н. Разработка нефтеводоносных пластов при упруговодонапорном режиме. М., Гостоптехиздат, 1959.

52. Эфрос Д. А. Исследование фильтрации неоднородных систем. М., Гостоптехиздат, 1963.

53. Organick E. I., Elliot, «Eqnilibrium ration charts for hydrocarbon sistems. Proc. NGAA, 1955, 66, in book form Natural Gasoline Association of America, Tulsa, Okla, 1957.

Гиматудинов Шамиль Кашапович

ФИЗИКА НЕФТЯНОГО И ГАЗОВОГО ПЛАСТА

Редактор издательства *Е. А. Петрова*
Техн. редактор *Л. Н. Шиманова*
Переплет художника *Б. Г. Дударева*
Корректор *Т. Ю. Шульц*

Сдано в набор 9/IV 1971 г.
Подписано в печать 19/VII 1971 г.
Т-08900. Формат $60 \times 90^1/_{16}$. Печ. л. 19,5.
Уч.-изд. л. 20,55. Бумага № 2. Индекс 1—1—1.
Заказ 356/3795—6. Тираж 5000 экз. Цена 96 коп.

Издательство «Недра».
Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19.

Ленинградская типография № 14
«Красный Печатник» Главполиграфпрома Комитета
по печати при Совете Министров СССР.
Московский проспект, 91.